Renato Miguel da Costa David Alves
Licenciado em Ciências da Engenharia Civil

Acções Dinâmicas em Estruturas Offshore: Torres Eólicas em Plataformas Flutuantes

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre
em Engenharia Civil - Perfil de Estruturas

Orientador: Corneliu Cismaşiu, Doutor,
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Júri:

Presidente: António Manuel Pinho Ramos
Arguente: Rodrigo Moura Gonçalves

Novembro de 2011

Agradecimentos

"Pois que aproveita ao homem se ganhar
o mundo inteiro e perder a sua vida?"
*(*Mateus 16:26*)*

Não poderia começar estes agradecimentos de outra forma que não fosse a dirigi-los para os meus pais *Ana Margarida Osvaldina da Costa David* e *Valério Afonso Alves*. Foram uma fonte de estabilidade e segurança, tendo contribuído para que me tornasse naquilo que sou hoje.

Agradecimento especial ainda para o *Ruben Alves* e *Antonella Costa* pela companhia, apoio integral e diversão que me proporcionaram ao longo dos anos.

Aos meus amigos, familiares e colegas por todos os bons e maus momentos proporcionados.

Este trabalho é o culminar de um longo ciclo da minha vida. É fruto de trabalho árduo, dedicação e privação da minha parte, mas nunca o teria conseguido sem o vosso apoio.

Gostava ainda de agradecer ao meu orientador *Corneliu Cismaşiu* primeiramente por ter aceite orientar-me neste tema que lhe propus, e, pela disponibilidade e auxilio prestados no decorrer do trabalho.

Agradecimentos ainda ao professor *Rocha de Almeida* pelo auxílio prestado nas verificações de segurança, à professora *Maria de Fátima Miguens* pelos esclarecimentos no campo das probabilidades e ao Ten. *Maia Marques* e à Dra. *Mariana Costa* do Instituto Hidrográfico Português pela rapidez na cedência dos dados requeridos.

Agradeço sinceramente a todos os referenciados e a muitos outros que ficaram por referenciar, mas que sabem da sua importância e do apreço que lhes tenho.

Renato Miguel da Costa David Alves

Resumo

A necessidade de encontrar energias limpas e renováveis ditou um crescente investimento neste campo a nível global. De modo a tornar a energia eólica numa fonte de energia rentável e competitiva é necessário não só melhorar as características técnicas das estruturas e equipamentos, como instalá-los em locais de mais difícil implantação como o mar, onde o vento tem maior potencial. Esta dissertação tem assim o intuito de estudar a hipótese de implantação de equipamentos eólicos recentes instalados em plataformas flutuantes num local offshore especifico dadas as condicionantes conhecidas do local, utilizando normas e software que tem vindo a surgir com o avanço neste campo.

Palavras chave:

Energia Eólica, Acções Dinâmicas, Estruturas Offshore, FAST NREL, IEC 61400-3, EN 1993-1-6

Abstract

The necessity to find clean and renewable energies lead to an investment rising in this field at a global level. In order to convert the wind energy into a competitive and cost effective source of energy it is necessary to develop better equipments and structures as well as implant them into more aggressive environments like the sea, where the wind has a greater potential. This dissertation has the intention to study the hypothesis of installing recent wind turbines suported on floating structures into a specific offshore location given the known conditionings of the site, using standards and software that have emerged with the progresses in this field.

Keywords:

Wind Energy, Dynamic Actions, Offshore Structures, FAST NREL, IEC 61400-3, EN 1993-1-6

Índice de Matérias

Índice de Figuras

Índice de Tabelas

Lista de Abreviaturas, Siglas e Símbolos

Abreviaturas

CM	Centro de Massa
COB	Center of Buoyancy - Centro de Flutuação
COD	Co-Directional - Codireccional (IEC61400-3)
DLC	Design Load Case - Combinação de Acções
EC3	Eurocódigo 3
ECD	Extreme Coherent Gust with Direction Change - Modelo de Rajada Extrema com Alteração de Direcção (IEC61400-1)
ECM	Extreme Current Mode - Modo de Corrente Extrema (IEC61400-3)
ELU	Estado Limite Último
EOG	Extreme Operating Gust - Modelo de Rajada Extrema (IEC61400-1)
ESS	Extreme Sea State - Estado de Mar Extremo (IEC61400-3)
ETM	Extreme Turbulence Model - Modelo de Turbulência Extrema (IEC61400-1)
EWM	Extreme Wind Speed Model - Modelo de Velocidade de Vento Extrema (IEC61400-1)
EWS	Extreme Wind Shear - Modelo de Vento de Corte (IEC61400-1)
F-A	Fore-Aft - Frente e Trás (deslocamento na direcção do eixo x)
FFT	Finite Fourier Transform - Transformadas Finitas de Fourier
GDL	Grau de Liberdade
HSWL	Highest Sea Water Level - Nível Mais Alto das Águas do Mar (IEC61400-3)
IFFT	Inverse Finite Fourier Transform - Transformadas Finitas de Fourier Inversas
ITI	Plataforma ITI Energy Barge

LSWL Lowest Sea Water Level - Nível mais Baixo das Águas do Mar (IEC61400-3)

MIS Misalignment - Desalinhamento

MSL Mean Sea Level - Nivel Médio das Águas do Mar (IEC61400-3)

NCM Normal Current Mode - Modo de Corrente Normal (IEC61400-3)

NSS Normal Sea State - Estado de Mar Normal (IEC61400-3)

NTM Normal Turbulence Model - Modelo de Turbulência Normal (IEC61400-1)

RAO Response Amplitude Operators

S-S Side-to-Side - Lado e Outro (deslocamento na direcção do eixo y)

SPAR Spar-Buoy

SSS Severe Sea State - Estado de Mar Severo (IEC61400-3)

SWL Still Water Level - Nível da Água Parada (IEC61400-3)

TLP Tension Leg Platform

TLP Plataforma MIT/NREL TLP

UNI Uni-Directional - Unidireccional (IEC61400-3)

WECS Wind Energy Conversion Systems

WG3 Working Group 3

Siglas

API American Petroleum Institute

APREN Associação Portuguesa de Energias Renováveis

DEC Departamento de Engenharia Civil

DNV Det Norske Veritas

FAST Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence

EDP Energia de Portugal, S.A.

EUA Estados Unidos da América

FCT-UNL Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

FCT Faculdade de Ciências e Tecnologia

FEUP Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

GE General Electric

GL Germanischer Lloyd

IEC International Electrotechnical Comission

IH Instituto Hidrográfico Português

IMO Intergovernmental Maritime Organization

INESC Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores

INETI-DER Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação - Departamento de Energias Renováveis

ISO International Organization for Standardization

IST Instituto Superior Técnico

MIT Massachucets Institute of Tecnology

NAO North Atlantic Oscillation

NOK Coroas Norueguesas

NREL National Renewable Energy Laboratory

OC3 Offshore Code Comparison Colaboration

OWEZ Offshore Windfarm Egmond aan Zee

OWTES Offshore Wind Turbines at Exposed Sites

RCWEAF Research Centre for Wind Energy and Atmospheric Flows

RECOFF Recommendations for Design of Offshore Wind Turbines

UE União Europeia

UNL Universidade Nova de Lisboa

Símbolos

α Ângulo de ataque da pá

α_{curr} Expoente de corrente

α_i Factor de indução axial

α_{rug} Coeficiente de rugosidade da superfície

β Ângulo de passo da pá

γ Parâmetro de pico do espectro

Δ_f Passo da frequência

$\eta(x,t)$ Elevação da superfície da onda, no espaço x e no tempo t

$\eta(x, z, t)$ Elevação da superfície de onda em z ao longo do tempo t e do espaço x

θ Pequeno ângulo de rotação de Roll/Pitch

λ Comprimento de onda

λ_1 Parâmetro de escala da turbulência (IEC61400-1)

λ_{wave} Comprimento de onda

μ Parâmetro de profundidade

ρ_{agua} Densidade da água

ρ_{ar} Densidade do ar

σ_1 Desvio padrão da velocidade do vento à cota da *hub* na direcção longitudinal (IEC61400-1)

σ_J Parâmetro não dimensional de pico do espectro de densidade de JONSWAP

σ_U Desvio padrão da intensidade da turbulência

ϕ Ângulo de escoamento da pá

ϕ_n Ângulo de fase

ω Frequência angular

ω_p Frequência angular de pico espectral

A Amplitude de onda

A_γ Factor de normalização do espectro de densidade de JONSWAP

A_n Amplitude

A_r Área de varrimento das pás do rotor

A_t Área projectada da torre perpendicularmente ao fluxo de ar

c Factor de escala de Weibull

c Celeridade de onda

C_B Centro de flutuação (buoyancy)

C_d Coeficiente de arrasto de Morison

C_D Coeficiente de arrasto (drag)

C_G Centro de gravidade

C_l Comprimento linear

C_L Coeficiente de sustentação (lift)

C_m Coeficiente de inércia de Morison

C_P Coeficiente de potência

C_r Coeficiente de resistência aerodinâmico

d Profundidade (depth)

$\frac{dm}{dt}$ Fluxo de massa

d_x Deslocamento do topo da torre na direcção x (F-A)

d_y Deslocamento do topo da torre na direcção y (S-S)

D Diâmetro da secção transversal do elemento

E_c Energia cinética

f Frequência

f_d Força de arrasto hidrodinâmica de Morison

f_i Força de inércia hidrodinâmica de Morison

$f_{Morison}$ Força total hidrodinâmica de Morison

$f_{X,Y}\ (x,y)$ Função de probabilidade conjunta de (X,Y)

$f_Y(y)$ Função de probabilidade marginal de Y

$f_X(x)$ Função de probabilidade marginal de X

$f_{X|Y=y}\ (x)$ Função de probabilidade condicional de X dado $Y = y$

$f_{Y|X=x}\ (y)$ Função de probabilidade condicional de Y dado $X = x$

f_y Tensão de cedência do aço

F_x Reacção na base da torre na direcção de x

F_y Reacção na base da torre na direcção de y

F_z Reacção na base da torre na direcção de z

g Aceleração da gravidade

$G(t)$ Factor de rajada

h Altura de referência de medição das velocidades do vento

h_s Altura do obstáculo

H Altura de onda

H_l Altura linear (height)

H_{max} Altura máxima de onda

H_s Altura significativa de onda

H_{s1} Altura de onda extrema com um período de recorrência de 1 ano (IEC61400-3)

H_{s50} Altura de onda extrema com um período de recorrência de 50 anos (IEC61400-3)

H_x Reacção na base da torre na direcção de x devido a imperfeições

H_y Reacção na base da torre na direcção de y devido a imperfeições

I_{ref} Valor esperado de intensidade de turbulência à cota da *hub* (IEC61400-1)

I_t Intensidade da turbulência

I_u Intensidade de turbulência na direcção longitudinal

I_v Intensidade de turbulência na direcção lateral

I_w Intensidade de turbulência na direcção vertical

k Factor de forma de Weibull

k_1 Coeficiente de normalização de ventos (IEC61400-1)

k_2 Coeficiente de normalização de ondas (IEC61400-3)

L_l Largura linear

L_U Integral de escala do comprimento

M_x Momento na base da torre em torno de x

M_y Momento na base da torre em torno de y

M_z Momento na base da torre em torno de z

P Potência total disponível no fluxo de vento

P_m Potência mecânica extraída do vento

S Parâmetro de tamanho de onda

$S(f)$ Função que define o espectro de densidade

t Tempo

T Período de onda

T_d Duração da simulação

T_{max} Período máximo de onda

T_p Período de pico de onda

T_z Período médio de onda

U Velocidade do vento

$\overline{U}$ Velocidade média do vento

U_{c0} Velocidade da corrente na origem do referencial $(z = 0)$

$U_c(z)$ Velocidade da corrente à cota z

U_{gust} Velocidade da rajada (Gust)

U_R Número de Ursell

$u(x,t)$ Velocidade das partículas de água na direcção horizontal

$\dot{u}(x,t)$ Aceleração das partículas de água na direcção horizontal

$U_w(z)$ Velocidade média do vento à cota z

$\overline{u}(z)$ Componente de velocidade média do vento

$U_{w,r}$ Velocidade média do vento à cota de referência z_r

$u(z,t)$ Velocidade total do vento em função de z e t na direcção longitudinal

$u'(z,t)$ Componente de velocidade variável do vento em função de z e t

V_1 Velocidade de vento extrema com um período de recorrência de 1 ano (IEC61400-1)

V_{50} Velocidade de vento extrema com um período de recorrência de 50 anos (IEC61400-1)

V_{hub} Velocidade do vento à cota da *hub* (IEC61400-1)

V_{in} Cut-in wind speed (IEC61400-1)

V_{out} Cut-out wind speed (IEC61400-1)

V_r Rated wind speed (IEC61400-1)

V_{ref} Reference wind speed (IEC61400-1)

V_w Velocidade do vento

$v(z,t)$ Velocidade total do vento em função de z e t na direcção lateral

$w(x,t)$ Velocidade das partículas de água na direcção vertical

$\dot{w}(x,t)$ Aceleração das partículas de água na direcção vertical

$w(z,t)$ Velocidade total do vento em função de z e t na direcção vertical

$x(t)$ Função que define o processo no domínio do tempo

(X,Y) Variável aleatória bidimensional discreta

z Referencial ou coordenada vertical

z_0 Comprimento de rugosidade

z_B Distância vertical entre o centro de flutuação (C_B) e a cota zero do referencial

z_G Distância vertical entre o centro de gravidade (C_G) e a cota zero do referencial

z_r Cota de referência

Grandezas, Unidades e Sub-unidades

º Graus

Gb Gigabytes

GW Gigawatts

Hz Hertz

kg Quilograma

kms Quilómetros

kN Quilonewton

kNm Quilonewton-metro

m Metros

m/s Metros por segundo

MN Meganewton

MW Megawatts

N Newton

rpm Rotações por minuto

seg Segundos

ton Toneladas

W Watt

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento do Tema

As fontes de energia não renováveis como o carvão, petróleo, gás natural e nuclear têm, ao longo das ultimas décadas, vindo a ser utilizadas como as principais fontes de energia à escala global. Este fenómeno acentua-se principalmente nos países mais desenvolvidos, onde por força do crescimento económico, da industrialização e de um estilo de vida cada vez mais citadino, há uma necessidade abrupta de obtenção de energia em abundância e a preços economicamente competitivos [33].

Periodicamente são publicadas notícias de previsões e estimativas que apontam para o fim destes recursos não renováveis num espaço temporal inferior a um século. No entanto, as fontes de energia previamente referidas, para além de serem não renováveis e portanto dependentes de matérias primas esgotáveis, são ainda nocivas para o meio ambiente, envolvendo ainda perigos extremos em situações de acidente na fase de exploração e/ou transporte, bem como na questão da resolução dos locais de depósito dos resíduos [68].

Estas condicionantes têm provocado preocupação numa sociedade que está cada vez mais consciente da poluição e dos efeitos nocivos que esta provoca no meio ambiente, principalmente numa altura em que esses efeitos começam a ser notórios quer pelo aumento da periodicidade de ocorrência de catástrofes naturais quer pela alteração climatérica que se faz sentir em vários pontos do globo. Assim sendo, os governos estão cada vez mais pressionados relativamente a esta temática, pelo que são compelidos a apresentar soluções [43].

Todos estes factores somados levaram a uma mudança de mentalidades dos países, que se começam a voltar cada vez mais para as energias renováveis, apontando-se o princípio da sustentabilidade e do desenvolvimento sustentável como o caminho a seguir. As energias renováveis surgem assim como a resposta aos problemas de esgotabilidade de matérias primas e de emissões poluentes [22].

Das energias renováveis mais correntemente utilizadas, destacam-se a hídrica, a das ondas, a solar e a eólica. Todas elas apresentam pontos contra e a favor, no entanto a que se tem desenvolvido mais nos últimos anos e onde tem havido maior investimento é a eólica [35].

De facto, a energia eólica é actualmente vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, sendo caracterizada por uma tecnologia madura desenvolvida principalmente na UE e nos EUA. Estando as tecnologias onshore, num estado de maturação bastante avançado, torna-se cada vez mais comum avistar turbinas eólicas como parte da paisagem rural, quer em pequenos grupos de 4 a 5 turbinas, como cada vez mais em grandes parques eólicos com 40 a 50 turbinas. Isto é notório em Portugal e Espanha, mas principalmente noutros países europeus, em cuja aposta nesta fonte de energia começou mais cedo, como são os casos da Alemanha, Dinamarca ou Holanda [43].

Esta aposta nas energias renováveis é fortemente motivada pela existência de directivas Europeias como a *Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001 (conhecida como Directiva das Renováveis)* ou protocolos mundiais como o famoso Protocolo de Quioto [22].

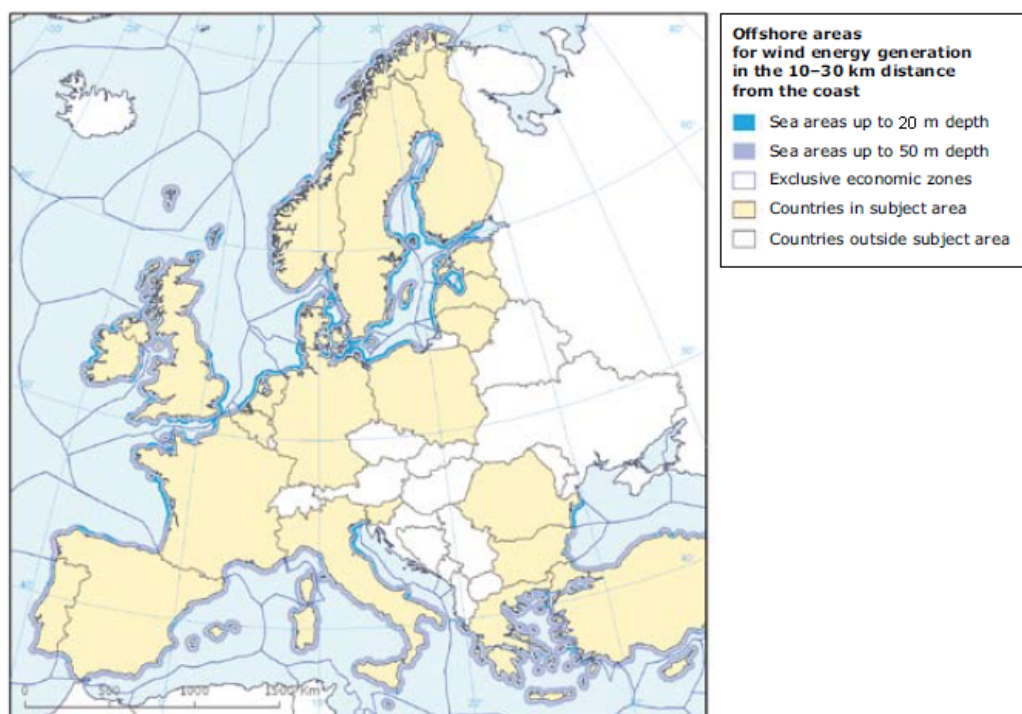
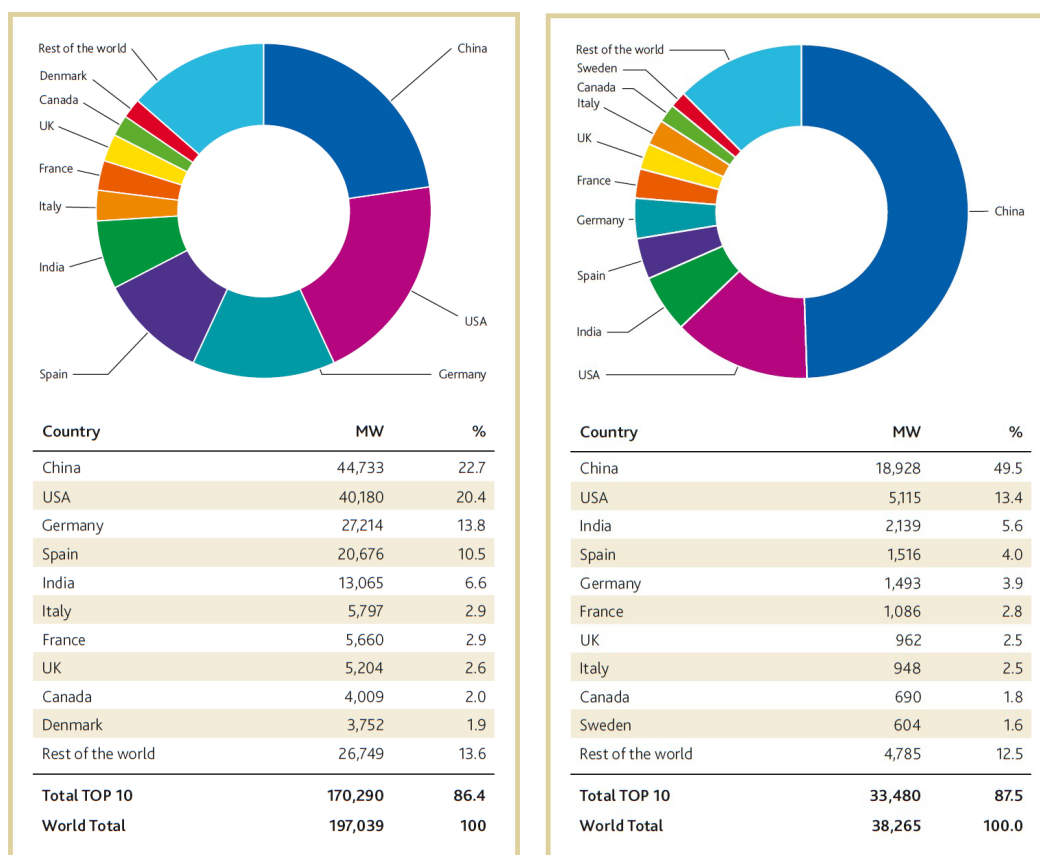



Figura 1.1: Áreas offshore para produção de energia eólica a uma distância entre 10 a 30 kms da costa [35].

Assim, de modo a obter maiores quantidades de energia, para alem da melhoria dos equipamentos inerentes à exploração do recurso eólico, foi imperativo que se começasse a pensar em colocar turbinas em ambiente offshore. Por um lado o

potencial eólico offshore é bastante superior ao onshore por outro, existem muitas àreas próximas da costa com potencial para serem exploradas, como mostra a figura 1.1 [35].

No contexto da energia eólica, há que destacar a Alemanha, com uma potência eólica instalada, acima dos 27 GW como mostra a figura 1.2(a). Líder até 2007, a Alemanha foi suplantada pelos EUA e China, que continuam a investir fortemente neste meio de enegia, como se pode ver na figura 1.2(b). Países como a Espanha, Reino Unido, a Índia ou a França já ultrapassaram a Dinamarca, país pioneiro na instalação de parques eólicos. Portugal apresentava até ao final de 2010 quase 4 GW instalados [43].

Country	MW	%
China	44,733	22.7
USA	40,180	20.4
Germany	27,214	13.8
Spain	20,676	10.5
India	13,065	6.6
Italy	5,797	2.9
France	5,660	2.9
UK	5,204	2.6
Canada	4,009	2.0
Denmark	3,752	1.9
Rest of the world	26,749	13.6
Total TOP 10	**170,290**	**86.4**
World Total	**197,039**	**100**

(a) Capacidade acumulada de energia eólica instalada por país até Dezembro de 2010

Country	MW	%
China	18,928	49.5
USA	5,115	13.4
India	2,139	5.6
Spain	1,516	4.0
Germany	1,493	3.9
France	1,086	2.8
UK	962	2.5
Italy	948	2.5
Canada	690	1.8
Sweden	604	1.6
Rest of the world	4,785	12.5
Total TOP 10	**33,480**	**87.5**
World Total	**38,265**	**100.0**

(b) Capacidade de energia eólica instalada por país durante o ano de 2010

Figura 1.2: Potencial de energia eólica instalado em 2010 [43].

Para além do maior potencial que a exploração eólica offshore apresenta, podemos ainda evidenciar outras vantagens [55]:

- O vento sopra com mais força e consistência offshore, como mostra a figura 1.3, apresentando menos intensidade de turbulência do que onshore;
- O tamanho do equipamento não é condicionado por restrições de estrada ou caminho de ferro se puder ser fabricada junto à costa;

- O efeito visual e sonoro podem ser evitados se as turbinas forem instaladas suficientemente longe da costa;
- A grande extensão do mar disponível evita que se ocupem terrenos que por vezes têm restrições à utilização e que podem assim ser usados para outros fins.

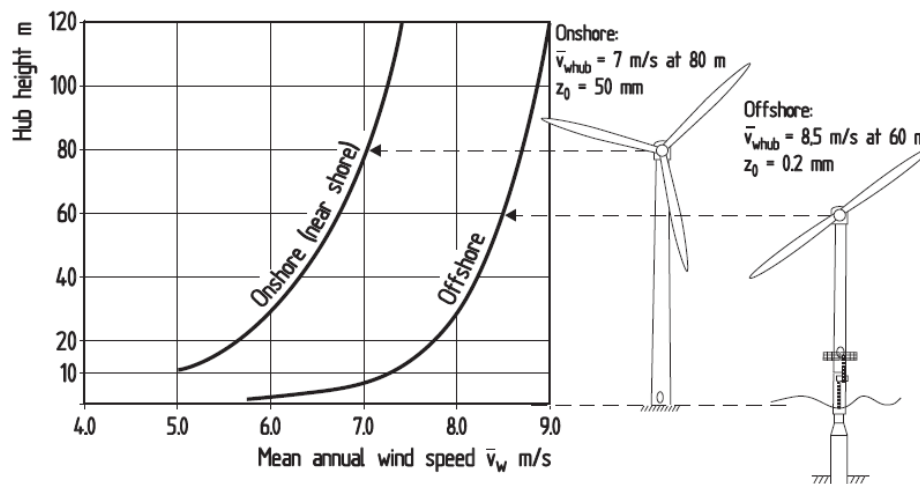



Figura 1.3: Comparação entre a captação de energia onshore e offshore tendo em conta a altura da torre [65].

Obviamente, existem também desvantagens associadas à exploração offshore, das quais se destacam [55]:

- Os valores investidos para a construção dos equipamentos são significativamente superiores devido à necessidade de adaptar a turbina ao ambiente marinho e das complicações adicionais das fundações, da estrutura de suporte, da instalação e desmantelamento;
- As instalações tornam-se menos acessíveis, o que aumenta os custos de operação e manutenção, podendo aumentar o tempo que as maquinas ficam paradas em caso de avaria;
- Perdas de energia na ligação da rede à terra;
- Para além da acção do vento, as estruturas estão sujeitas às acções das ondas e corrente, aumentando assim a complexidade do projecto.

Há factores ainda não referidos que requerem ser tidos em conta antes da instalação deste tipo de turbinas [29]:

- Profundidade do mar é um elemento essencial para o projecto;
- Velocidade média do vento pelo menos superior a 7 m/s;

- Estudo do tipo de terreno no fundo do mar (análise geológica);
- Estudo dos ventos e direcções de ventos dominantes no local;
- Estudo da altura de onda e período de onda dominantes do local;
- Distância à costa ou a possíveis estações de apoio de modo a minimizar custos de construção e manutenção;
- Ecossistemas marinhos existentes;
- Rota de aves migratórias, aviões ou navios;
- Integração com a rede eléctrica.

De acordo com Jonkman [55], a grande fatia do potencial eólico offshore dos Estados Unidos, China, Japão e muitos outros países está disponível a profundidades superiores a 30 metros. Contudo, porque as tecnologias existentes não permitiam fundações a tais profundidades, a grande maioria das turbinas instaladas offshore são turbinas de fundações fixas ao fundo oceânico em águas pouco profundas (cerca de 20 metros de profundidade).

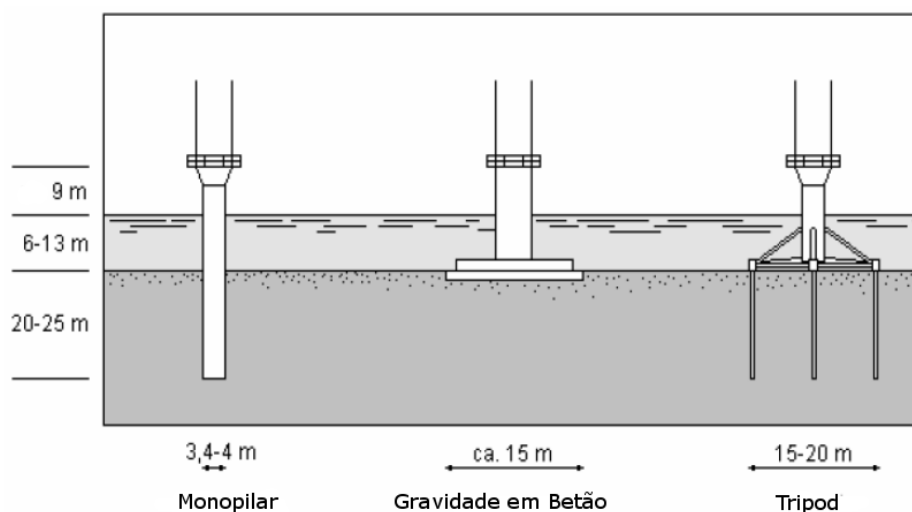



Figura 1.4: Exemplos de fundações de turbinas eólicas offshore fixas ao fundo oceânico [37].

Devido à pouca profundidade onde se encontram, as fundações destas turbinas eram feitas com recurso a fundações de gravidade em betão ou introdução de monopilares no fundo oceânico, como mostra a figura 1.4. No entanto, este tipo de fundações não é economicamente viável para maiores profundidades pelo que se começaram por utilizar estruturas reticuladas como os *"tripods"* e *"quadpods"* até chegarmos às estruturas flutuantes, como mostra a figura 1.5.

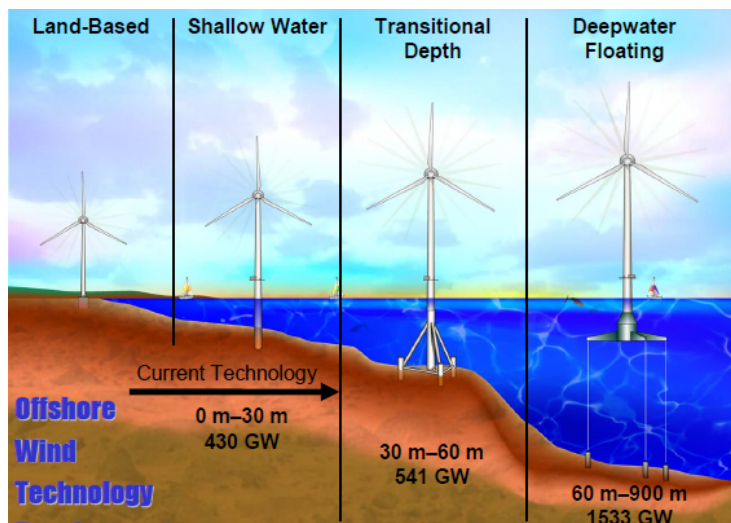



Figura 1.5: Evolução da localização das turbinas eólicas [55].

Existem já torres eólicas instaladas em plataformas flutuantes, como será referido na secção 1.4, estando sujeitas a variadíssimas acções como ilustra a figura 1.6.

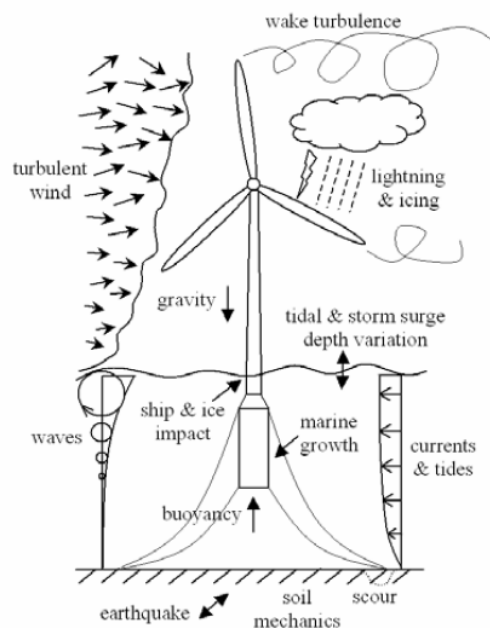



Figura 1.6: Acções externas a que estão sujeitas as turbinas eólicas offshore [17].

No decorrer deste trabalho será dado maior foco às acções do vento, ondas e correntes, visto serem as acções predominantes e com maior probabilidade de ocorrência no local de estudo escolhido, como será explicado na secção 1.6.

1.2 Turbinas Eólicas

1.2.1 Caracterização

As turbinas eólicas podem ser caracterizadas de acordo com diversos factores dos quais se destacam [22]:

- Localização;
- Eixo de rotação;
- Posição das pás em relação ao vento;
- Tipo de torre.

Localização: Quanto à localização, podemos classificá-las em duas categorias distintas: por um lado temos as turbinas implantadas em terra, que recebem a designação de *onshore*, por outro temos as implantadas no mar, designadas de *offshore*.

(a) Turbina eólica onshore

(b) Turbina eólica offshore

Figura 1.7: Diferentes localizações possíveis para turbinas eólicas [43].

No decorrer deste trabalho trataremos apenas das turbinas localizadas em mar, ou seja das turbinas *Offshore*.

Eixo de Rotação: Referente ao eixo de rotação podemos classificar as turbinas eólicas como sendo de eixo de rotação vertical e de eixo de rotação horizontal.

(a) Turbina eólica eixo de rotação vertical [22].

(b) Turbina eólica eixo de rotação horizontal [43].

Figura 1.8: Turbinas eólicas com diferentes eixos de rotação [22, 43].

No decorrer deste trabalho, trataremos unicamente das turbinas com eixo horizontal de 3 pás, uma vez que são mais eficientes e são as únicas a serem instaladas offshore [22].

As turbinas de rotor de eixo horizontal, apesar de serem as mais eficientes necessitam de sistemas mecânicos bastante mais complexos, que as de eixo vertical. Normalmente dividem-se em 3 grupos: rápidos (2 a 3 pás), velocidade média (3 a 6 pás) e lentas (6 a 24 pás) [61].

É muito raro encontrar turbinas de eixo vertical em funcionamento. A turbina de eixo vertical da figura 1.8(a) é uma máquina do tipo *Darrieus*. Normalmente estas turbinas têm duas ou três pás em forma de C.

As turbinas de eixo vertical apresentam como vantagens a sua simplicidade de concepção, a insensibilidade à direcção do vento, dispensando mecanismos de orientação direccional e a possibilidade de instalação do equipamento junto ao solo. Como inconvenientes deste tipo de turbinas temos as baixas velocidades do vento junto à base, a sua incapacidade de auto-arranque e a necessidade de utilização de espias de suporte [22].

Posição das Pás em Relação ao Vento: Nas turbinas de eixo de rotação horizontal, as pás podem posicionar-se de 2 formas em relação ao vento:

- Se o vento incidir na parte frontal da turbina: "de frente" para as pás, classificamos a turbina como sendo *Upwind*;

- Se o vento incidir na parte traseira da turbina: "por trás" das pás, classificamos a turbina como sendo *Downwind*.

A observação da figura 1.9 poderá tornar a distinção destes dois tipos, bastante mais esclarecedora.

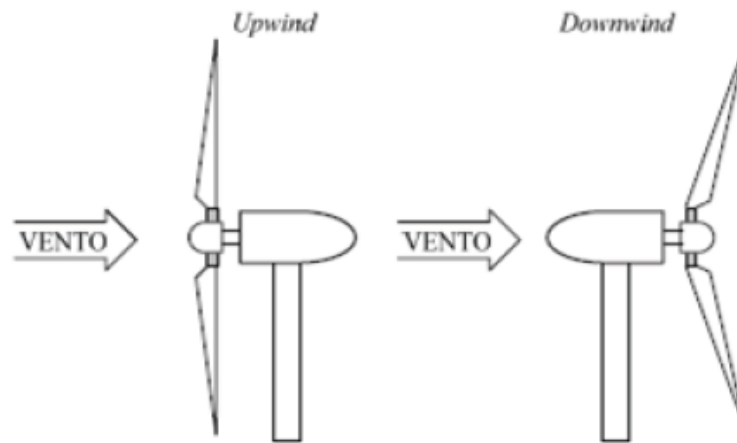



Figura 1.9: Distinção entre turbinas *Upwind* e *Downwind* [61].

No decorrer deste trabalho iremos focar-nos sobretudo nas turbinas do tipo *Upwind*. Este tipo de turbinas é o mais correntemente utilizado, apresentando como principais vantagens o facto do vento incidir frontalmente em relação ás pás. Deste modo o vento só passa pela torre após ter passado a área de varrimento do rotor, pelo que não há distúrbio da torre no fluxo de vento.

No entanto, ao passar primeiro pelas pás do rotor, o fluxo de vento é perturbado provocando vibrações na torre de suporte. A acrescentar a isto, a passagem periódica das pás pela torre, causa pulsações de binário[1] na turbina eólica. Além disto, a necessidade nestas turbinas de um mecanismo de orientação direccional provoca uma maior carga na torre comparativamente às turbinas *downwind* [61].

Nas turbinas *downwind*, como foi previamente referido, o vento incide por trás da área de varrimento das pás do rotor, pelo que o escoamento do vento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor provocando *efeito de sombra* e turbulência, turbulência essa que cria ruídos audíveis e que dificultam a autorização e aceitação deste tipo de turbinas, sobretudo em áreas próximas de habitações.

As turbinas *downwind* possuem uma vantagem teórica que reside no facto de não necessitarem de um mecanismo de orientação direccional em relação ao vento, permitindo o auto alinhamento do rotor na direcção do vento [61].

[1] Este tipo de pulsações pode resultar na redução do rendimento e fiabilidade do mecanismo da turbina [86].

Tipo de Torre: As torres são dimensionadas para resistir, ao longo da sua vida útil, aos esforços provocados pelo peso sobrejacente, pela acção directa e/ou indirecta do vento entre outros factores que serão discutidos posteriormente. Deste modo as torres podem divergir tanto no material de fabrico como na estrutura a implementar, consoante as indicações do projectista.

Wind Turbine		Steel					Concrete		
Rotor: 3 blade Diameter: 60 m Rotor speed: 23 rpm Towerhead mass: 180 t Hub height: 50 m Tower height: 46.6 m		cylindrical	cylindrical with conical base	conical	cylindrical with guys	lattice	prefabricated prestressed	reinforced	prestressed
1st bending eigenfrequency	Hz	0.567	0.577	0.570	0.551	0.60	0.65	0.941	0.947
Multiple of rated rotor speed	P	1.48	1.51	1.49	1.44	1.57	1.70	2.45	2.47
Upper diameter	m	3.5	3.5	3.5	2.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Lower diameter	m	3.5	7.1	4.4	2.5	11.6	3.5	8.4	5.5
Wall thickness	mm	55 +15 staged	25/15 staged	30/15 staged	20/15 staged	16/10	520/250 staged	300	300
Mass									
- Tower structure	t	150	120	111	40	110	465	485	477
- Equipment	t	22	22.5	22.8	20	22.5	21	22.5	22.5
Total mass	t	172	142.5	133.8	60+guys	ca. 120	486	507.5	499.5
Appr. cost relation	%	100	90	85	95	70	60	75	75

Figura 1.10: Diferentes tipos de torres [44].

Os materiais correntemente utilizados na concepção da torre são o aço e o betão armado. As estruturas a implementar podem variar desde as secções transversais circulares para torres cilíndricas ou cónicas, passando por estruturas em treliça até estruturas pré-esforçadas.

As torres estudadas neste trabalho serão cónicas com secção circular oca em aço. A escolha recai nestas torres, uma vez que podem ter espessuras reduzidas, mantendo assim a resistência e sendo mais leves quando comparadas com as de betão.

1.2.2 Componentes

Uma turbina eólica é um mecanismo tecnológico bastante avançado, contando por isso com um elevado numero de componentes. Entre eles, focaremos a seguir os mais importantes para a compreensão do trabalho elaborado. A figura 1.11 ilustra alguns desses componentes.

1 - Pás do rotor; 2 - Cubo do rotor (Hub); 3 - Cabina; 4 - Rolamento do eixo das pás; 5 - Veio do rotor;
6 - Caixa de velocidades; 7 - Travão de disco; 8 - Veio do gerador; 9 - Gerador; 10 - Anemómetro e sensor de direcção;
11 - Sistema de controlo; 12 - Sistema de rolamentos esféricos; 13 - Sistema de orientação direccional; 14 - Sistema hidráulico; 15 - Cobertura da cabina; 16 - Torre

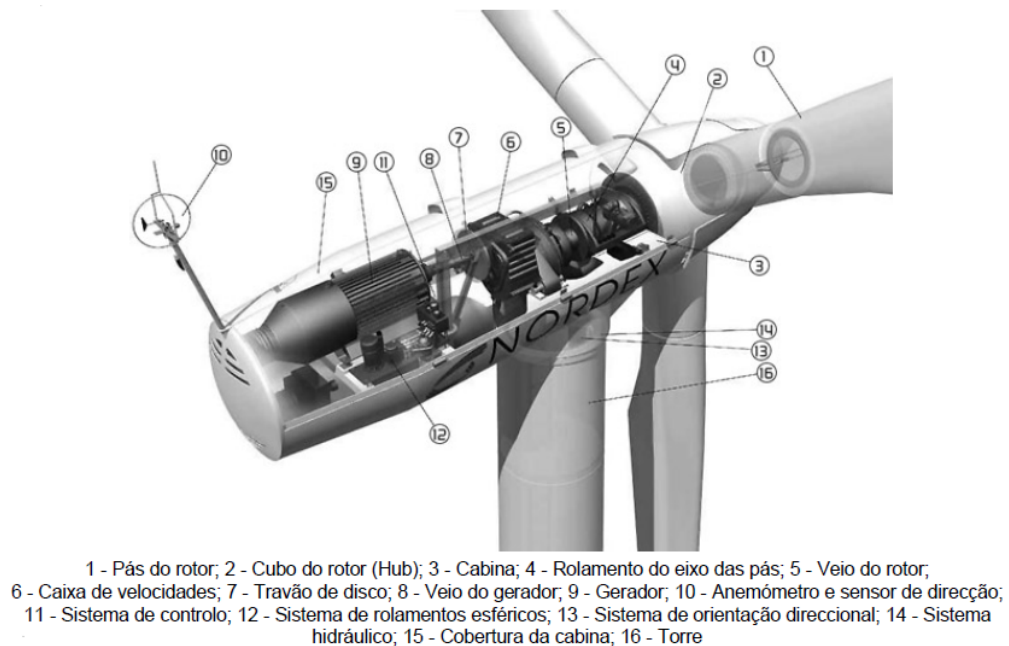



Figura 1.11: Principais componentes de uma turbina eólica [37].

Torre: As torres constituem um elemento necessário para sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento, isto é, de forma a que a velocidade do vento seja maior e menos perturbada por factores como a rugosidade do terreno ao nível do solo. Apresentam-se na figura 1.12 diferentes tipos de torre.

(a) Torre treliçada em aço

(b) Torre cónica em betão

(c) Torre cilíndrica em aço

Figura 1.12: Turbinas eólicas com diferentes estruturas de torre [43].

É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo inicial do

sistema. É usada na maioria das torres uma forma tubular, de secção circular oca, de modo a minimizar o impacto visual e a terem uma forma mais aerodinâmica, sendo normalmente construídas em diversos troços de aço ou betão que são montados no local com a ajuda de equipamentos e máquinas adequadas [29].

As torres em treliça apresentam custos mais reduzidos, fundações mais ligeiras e efeito de sombra da torre atenuado, no entanto, têm vindo a ser progressivamente abandonadas especialmente devido ao seu maior impacto visual [29].

Estas torres não são utilizadas offshore devido à maior exposição dos seus elementos estruturais aos efeitos da corrosão que um ambiente agressivo como o marinho apresenta [29].

Rotor: O rotor é o componente do sistema eólico responsável pela captação da energia cinética dos ventos, transformando-a em energia mecânica de rotação.
O aumento de produção energética do sistema eólico está relacionado com o diâmetro do rotor, como mostra a figura 1.13 e como será referido com maior pormenor em 2.2.5.

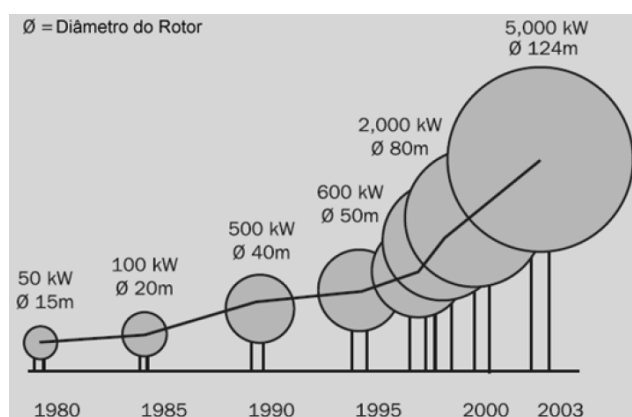



Figura 1.13: Relação do aumento do rotor com a potência do gerador [64].

É o componente mais característico de um sistema eólico, sendo composto pelas pás, pelo cubo (*hub*) e pelo cone.

A sua configuração influencia o rendimento global do sistema, quer pelo tamanho e forma das pás, quer pelo ângulo de ataque das pás [61].

O cone é uma peça, construída normalmente no mesmo material que a cabina (*nacelle*) cujos objectivos são: assegurar uma forma mais aerodinâmica e proteger o cubo e os seus mecanismos das acções climáticas.

O cubo (*hub*) é uma estrutura metálica de alta resistência que para além de apresentar os rolamentos para a fixação das pás, também acomoda os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque das pás [29].

Figura 1.14: Montagem dos elementos interiores do cubo [43].

Embora existam turbinas com cubos fixos, habitualmente é possibilitado que o cubo do rotor possa baloiçar (*Teetering Hub*), isto é, que apresente um ângulo de inclinação relativamente à vertical (*Tilt Angle*), de forma a acomodar os desequilíbrios resultantes da passagem das pás em frente à torre [22].

Cabina (*Nacelle*): A cabina é o local onde se encontram alojados os constituintes do aerogerador, ilustrados na figura 1.15.

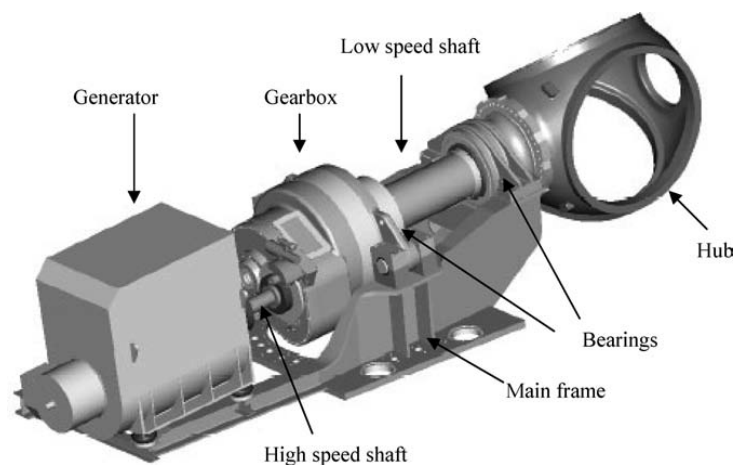



Figura 1.15: Constituintes do aerogerador [64].

O gerador converte a energia mecânica em energia eléctrica, os veios principal e secundário transferem a energia mecânica da caixa de velocidades para o gerador, o travão de disco permite travar o rotor por questões de segurança, a caixa de velocidades aumenta o número de rotações do veio secundário e os radiadores arrefecem o gerador e a caixa de velocidades [22].

Gerador O gerador é o componente responsável pela conversão da energia mecânica de rotação em energia eléctrica. Pode estar, ou não, no interior da cabine, havendo várias possibilidades de configuração como se pode ver na figura 1.16. As diferentes combinações terão assim influência no peso no topo da estrutura e na eficiência da turbina.

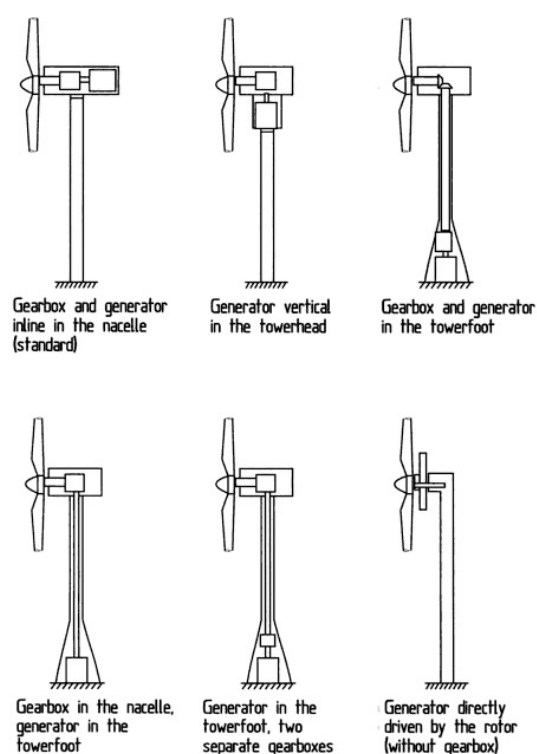



Figura 1.16: Diferentes configurações para o posicionamento do gerador [44].

A eventual necessidade de manutenção deste componente pode tornar-se num factor problemático devido ao isolamento geográfico dos sistemas eólicos quando instalados em ambiente offshore [61].

Pás: Os compostos sintéticos constituem os materiais mais usados nas pás das turbinas eólicas, nomeadamente plásticos reforçados com fibra de vidro.

Estes materiais são relativamente baratos, robustos, resistem bem à fadiga e são facilmente moldáveis (vantagem importante na fase de fabrico). Sob o ponto de vista das propriedades mecânicas, as fibras de carbono constituem a melhor opção. Contudo, o seu preço elevado é ainda um obstáculo que se opõe a uma maior difusão [61].

No grupo dos metais, o aço tem sido usado principalmente nas turbinas de maiores dimensões. Contudo, é um material denso, o que o torna pesado. Em alternativa, alguns fabricantes optaram por ligas de alumínio que apresentam melhores propriedades mecânicas, mas têm a desvantagem de a sua resistência à fadiga se deteriorar rapidamente.

(a) Fabrico de uma pá em aço [44].

(b) Montagem de uma pá *in situ* [43].

Figura 1.17: Demonstração da diversidade de pás existente [43, 44]

A tendência actual aponta para o desenvolvimento na direcção de novos materiais compósitos híbridos, por forma a tirar partido das melhores características de cada um dos constituintes dos compósitos, sob o ponto de vista do peso, robustez e resistência à fadiga [22].

1.3 Plataformas Flutuantes

1.3.1 Graus de Liberdade das Plataformas Flutuantes

As turbinas offshore estão mais susceptíveis a instabilidades do que as onshore, devido às interacções hidrodinâmicas adicionais que se fazem sentir na base ao nível da plataforma, devidas às correntes oceânicas e ondas superficiais [13].

Os graus de liberdade das plataformas flutuantes utilizadas como suporte à estrutura eólica seguem os conhecimentos provenientes da industria petrolífera e da engenharia naval. Assim, temos três graus de liberdade de translação: *Surge*, *Sway* e *Heave* que representam os movimentos de translação ao longo do eixo *x*, *y* e *z* respectivamente, e três graus de liberdade de rotação: *Roll*, *Pitch* e *Yaw*, que representam a rotação em torno dos eixos *x*, *y* e *z* respectivamente [91].

Observando a figura 1.18 constatamos que a origem do sistema de coordenadas se localiza sobre o centro de gravidade da plataforma no plano *xy*, sendo que a coordenada $z = 0$ coincide com a superfície do mar calmo (SWL - *Still Water Level*) [91].

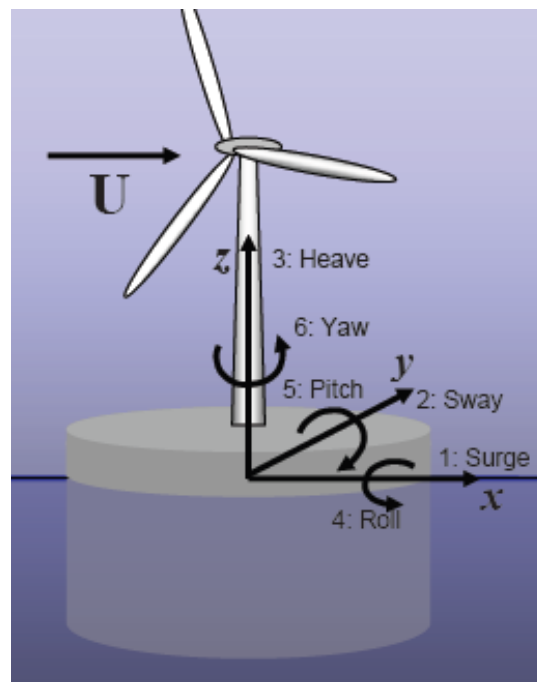



Figura 1.18: Sistema de coordenadas e graus de liberdade das plataformas flutuantes [91].

Durante as análises efectuadas no decorrer deste trabalho: o vento, as ondas e a corrente serão assumidos como estando alinhados com o eixo *x*, propagando-se no sentido positivo do eixo. Feita excepção aos casos em que por imposição do

IEC-61400-3 [47], a possibilidade de desalinhamento (MIS - *misalignment*) destes factores com a plataforma tem de ser testada [91].

Além da plataforma flutuante conferir flutuação suficiente de modo a suportar o peso da torre e da turbina eólica, deve ainda garantir que os seus movimentos, sobretudo os de *pitch*, *roll* e *heave* sejam restringidos aos limites aceitáveis [72].

De modo a que a estrutura esteja sujeita ao mínimo de excitação possível, o projectista deve tentar que a frequência natural da estrutura se afaste o mais possível da gama de frequências das ondas [92]. Pode ainda, para minimizar os deslocamentos das plataformas ser feito um estudo, bastante comum na industria naval, em termos de *Response Amplitude Operators* - RAO[2] [91].

1.3.2 Tipos de Plataformas Flutuantes

As diferentes configurações de plataformas flutuantes podem variar bastante, como mostra a figura 1.19. Geralmente, na escolha de design da plataforma é determinante a forma como a mesma vai conseguir manter o seu equilibro estático.

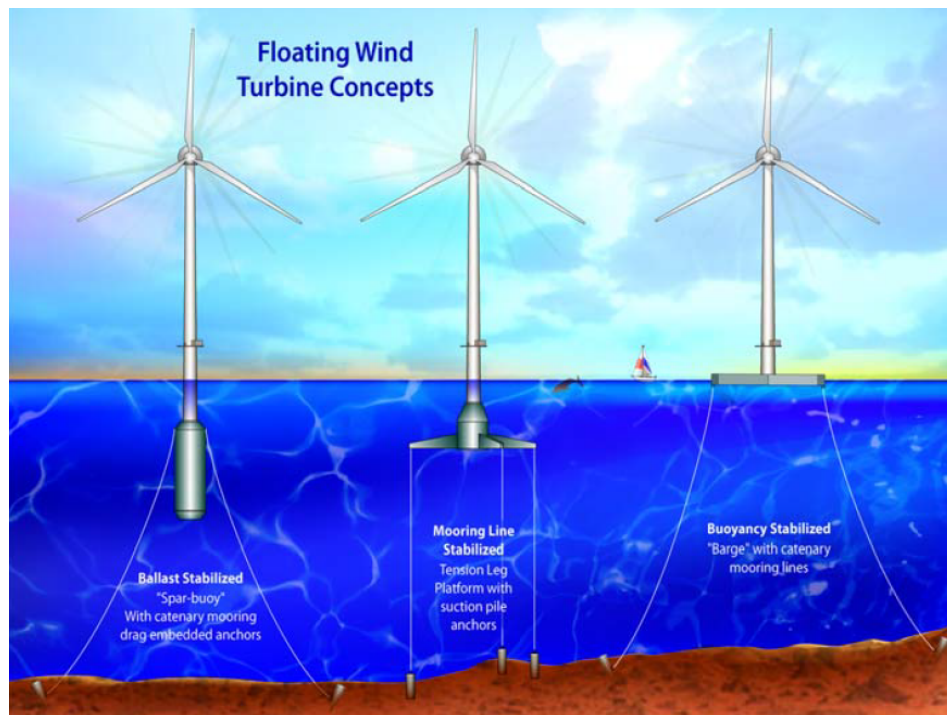



Figura 1.19: Três conceitos fundamentais de aquisição de estabilidade estática de uma plataforma flutuante. Da esquerda para a direita: *Spar-Buoy*, *TLP* e *Barge* [17].

[2]RAO são funções matemáticas, geralmente em função da frequência, utilizadas para determinar o efeito que o mar terá nos movimentos característicos (segundo os graus de liberdade) de uma embarcação ou corpo flutuante.

Obviamente, outros factores irão pesar também na determinação dos tamanhos e formas do design final. Deste modo, podemos classificar as plataformas flutuantes em três categorias fundamentais consoante o principio fisico fundamental que usam para conseguir a estabilização [17]:

- **Balastro** - Adquirem estabilidade usando peso de balastro abaixo dum tanque de flutuação central. Este por sua vez cria um momento de correcção e valores elevados de inércia de rotação (*pitch* e *roll*).
  Usualmente conseguem ainda ter superfície submersa suficiente (*draft*) para vencerem os movimentos verticais (*heave*) - plataformas do tipo *Spar-Buoy*.
- **Cabos de Ancoragem** - Fazem uso da tensão nos cabos de ancoragem para manterem a estabilidade - plataformas do tipo *TLP*.
- **Flutuação** - Usam o principio das embarcações para a estabilização, deste modo tiram partido de uma grande área plana de flutuação sobre a superfície marinha para obterem momentos de correcção - plataformas do tipo *Barge*.

Cada uma destas categorias de plataforma flutuante tem características próprias que podem, ou não, ser desejáveis para o uso com turbinas eólicas [17].

Na prática, todos os protótipos de plataformas flutuantes acabam por ter designs híbridos uma vez que adquirem a sua estabilidade estática recorrendo aos três métodos, apesar de geralmente se apoiarem mais num deles.

Os actuais designs de plataformas concebidos podem ser incluídos dentro do esquema de triângulo da figura 1.20. Os projectistas procuram assim encontrar um equilibro perfeito entre as opções de estabilização e os custos [17].

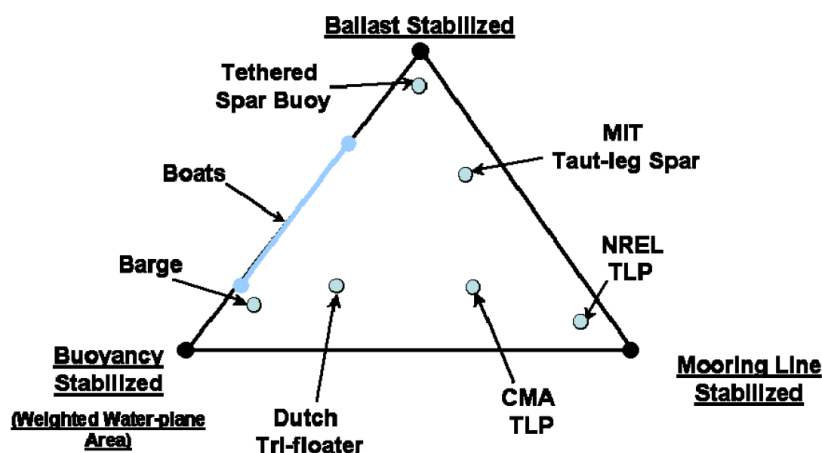



Figura 1.20: Esquema em triângulo dos vários métodos de estabilização de plataformas flutuantes [17].

1.3.3 Comparação entre Plataformas Flutuantes

Apresentam-se as vantagens e desvantagens relativas de cada categoria de estabilização na tabela 1.1.

Característica	Flutuação	Ancoragem	Balastro
Cálculo e Design	$-$	$+$	$-$
Complexidade/Custo do Tanque de Flutuação	$-$	$+$	$-$
Complexidade/Custo dos Cabos de Ancoragem	$-$	$+$	$-$
Complexidade/Custo do Sistema de Fundações	$+$	$-$	$+$
Complexidade/Custo do Transporte	$+$	$-$	$*$
Simplicidade de Instalação no Local	$+$	$-$	$+$
Desinstalação e/ou Manutenção	$+$	$-$	$+$
Resistência à Corrosão	$-$	$+$	$+$
Independência da Profundidade	$+$	$-$	$-$
Sensibilidade ás Condições do Fundo Ocêanico	$+$	$-$	$+$
Menor Área de Influência	$-$	$+$	$-$
Sensibilidade às Ondas	$-$	$+$	$+$
Peso da Turbina	$+$	$-$	$-$
Deslocamentos do Topo da Torre	$-$	$+$	$-$
Complexidade dos Sistemas de Controlo	$-$	$+$	$-$

Tabela 1.1: Prós e contras da escolha de diferentes sistemas de estabilização de plataformas flutuantes offshore. O sinais representam [17]: $+$ = vantagem relativa; $-$ = desvantagem relativa; $*$ = factor neutro.

Uma *TLP* é capaz de ser a plataforma que proporciona maior estabilidade e consequentemente ter menor impacto na dinâmica da turbina. Uma *Spar-Buoy* é geralmente mais pesada e consequentemente mais cara de se construir. Uma *barge* está geralmente mais susceptivel a maiores carregamentos das ondas o que prejudicará a resposta da estrutura [17].

Como foi mencionado anteriormente, o design da turbina é influenciado pela escolha da plataforma. Para além disso as plataformas apoiam-se em três categorias de estabilização, pelo que tem de haver um equilibro das vantagens e desvantagens de cada categoria.

1.3.4 Cabos de Ancoragem

As plataformas flutuantes têm a particularidade de transmitir os seus esforços por diferentes sistemas de ancoragem que por sua vez descarregam nas fundações. Os sistemas de ancoragem são formados por diferentes tipos de cabos de ancoragem [85].

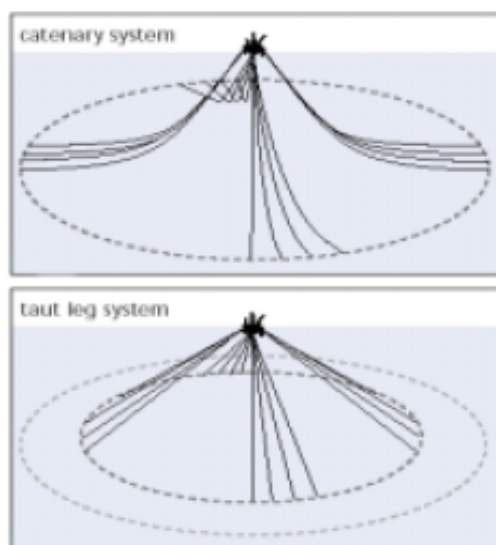
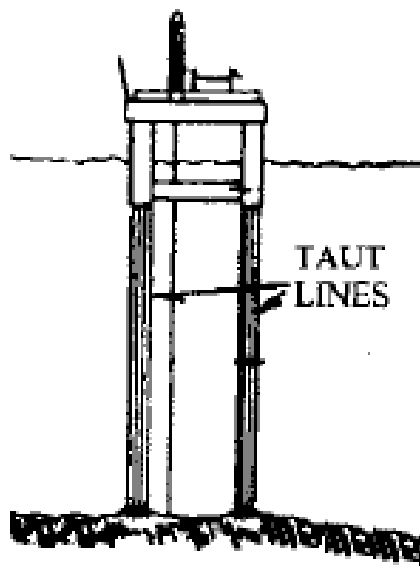
Os tipos de cabos de ancoragem podem ser de ancoragem em catenária (*catenary mooring*), com cabos traccionados (*taut-leg mooring*) e com ancoragem vertical (*vertical tension leg mooring*). Os cabos de ancoragem verticais são por

(a) Ancoragem em catenária e em cabos traccionados [72].

(b) Ancoragem vertical [92].

Figura 1.21: Diferentes soluções de cabos de ancoragem [72, 92].

vezes considerados como um subgrupo das ancoragens de cabos traccionados. Os cabos de ancoragem são as estruturas usadas para transmitir os esforços nos sistemas de ancoragem e podem ser feitas de amarras de aço, cabos de aço ou cabos de poliéster [19, 72].

O sistema de ancoragem tem como objectivo conferir rigidez à estrutura, minimizando o deslocamento da plataforma, ou seja quanto mais rígido for o sistema de ancoragem menor será o deslocamento da plataforma. Sendo assim, o sistema é projectado para possuir a rigidez necessária para se obter um deslocamento máximo de projecto, da estrutura, devido à acção de vento, corrente e ondas [19, 85].

Cabos de Ancoragem em Catenária Os cabos de ancoragem em catenária representados na figura 1.21 são caracterizados por permitirem maiores deslocamentos da plataforma [72].

Geralmente a tensão vertical presente nos cabos é insuficiente para manter a estabilidade da plataforma para que esta não rode (movimentos de *pitch* e *roll*). Isto torna-se mais gravoso no caso de turbinas eólicas em que o peso e as forças horizontais estão bastante acima do centro de flutuação. Deste modo, tem de ser adicionado balastro abaixo do centro de flutuação, de modo a conferir estabilidade [72].

As baixas tensões verticais características deste tipo de solução levam ainda que uma parte maior da plataforma flutuante esteja acima da linha de água, estando assim sujeita a maiores carregamentos das ondas [72].

Possuem um comprimento de linha de ancoragem grande desde a plataforma até à fundação em que uma boa parte da linha de ancoragem se encontra junta ao solo. Tal facto causa atrito, o que gera um aligeiramento dos esforços transmitidos para as fundações, permitindo a utilização de soluções menos resistentes e consequentemente mais económicas [19, 72].

O facto dos cabos se arrastarem junto ao solo por vários metros, possibilita ainda o congestionamento com linhas de ancoragem de plataformas próximas e interferência com actividades submarinas, transformando assim a sua vantagem numa desvantagem, pelo que a sua utilização deve ser bem pensada [19, 85].

Cabos de Ancoragem Traccionados As linhas de ancoragem com cabos traccionados são mais vantajosas para maiores profundidades pois por fazerem geralmente um ângulo de 45º com o solo, têm menor comprimento de cabo desde a plataforma à fundação [19, 72, 85].

Para além de menor comprimento de cabo, também a área circundante de influencia dos cabos é significativamente menor, como se pode ver na figura 1.21, pelo que interferem menos com o meio envolvente [72].

Quando comparada com a solução em catenária, a sua principal desvantagem prende-se com o facto de por estarem constantemente traccionadas e com valores de tracção superiores, este tipo de soluções transmitem esforços bastante mais elevados às fundações, levando a fundações mais complexas e dispendiosas [72].

A ancoragem vertical é a solução em que o comprimento de cabos é menor, bem como a interferência no meio circundante [19, 72].

As plataformas que utilizam ancoragens verticais têm a vantagem de ter o maior volume de plataforma submerso, isto é, abaixo da linha de água. Deste modo as acções das ondas incidentes são minimizadas mantendo-se a plataforma bastante estável. Apresentam como desvantagens a maior complexidade de cálculo e instalação [72].

1.3.5 Fundações

A capacidade de carga da fundação depende sempre das características do solo presentes no fundo oceânico. A força de corte do solo é o mecanismo primário para resistir às forças aplicadas pela âncora. O peso especifico do solo é também

um factor a ter em conta. Quanto mais profunda for a penetração no solo, maior será a área de solo afectada e consequentemente maior será a capacidade de fixação.

Os factores previamente citados variam tanto que a maioria das âncoras para instalações permanentes tem de ser projectadas especificamente para as condições presentes no local caso a caso [72].

A direcção da força aplicada pela âncora também influencia a capacidade de fixação. Se a força for aplicada paralelamente ao fundo, a âncora pode ser bastante eficiente sem ter de ser muito introduzida no fundo, pois à medida que vai sendo solicitada, vai-se introduzindo sozinha por arrasto. É por este motivo que os cabos de ancoragem em catenária levam a ancoragens menos custosas, visto as forças que actuam nos cabos junto ao solo serem predominantemente horizontais. Acresce ainda o facto de necessitarem de menor precisão de posicionamento, uma vez que a zona de fixação não é necessariamente a zona de impacto aquando da instalação [72].

(a) Âncora de Carga Vertical

(b) Estaca Cravada por Sucção

(c) Âncora de Placa

Figura 1.22: Alguns dos vários tipos de fundações utilizados [72].

Os tipos de fundações mais comuns incluem a âncora por gravidade, âncora convencional, âncora de carga vertical, estaca cravada por sucção, âncora de placa, estaca torpedo e estaca de grout. Estas fundações serão descritas de seguida [72, 85].

Âncora por Gravidade - *Gravity-Base Anchor* As âncoras de gravidade baseiam-se no peso para garantirem forças resistentes. A sua força resistente é igual à diferença entre o seu peso e a sua flutuação. Deste modo o material a utilizar pode ser pouco dispendioso, mas convém que seja o mais denso possível. Para além disso, para conseguir as capacidades resistentes necessárias, a quantidade de material a utilizar será massiva. Este tipo de fundações pode ser usado em sistemas de ancoragem com cabos traccionados na vertical [72].

Âncora Convencional - *Drag Embedded Anchor* A âncora convencional é instalada por arrasto por meio de uma embarcação que é responsável por lançar

e puxar a âncora [85]. A forma da âncora e o seu peso leva a que esta quando o cabo está a ser puxado se insira mais profundamente no terreno [72].

Esta solução é utilizada para casos em que os movimentos típicos de arrasto de uma âncora ao longo do tempo não são um factor de risco. Para além disso, só poderão ser utilizadas em casos em que a colocação das fundações não tenha necessidade de ser feita em locais muito precisos. Devido a estes factores e a não requerer a utilização de grandes meios tecnológicos para a sua implementação, esta é uma das soluções menos dispendiosas disponíveis [72].

Âncora de Carga Vertical - *Driven Pile Anchor* Surge devido à necessidade de se desenvolver um sistema de ancoragem que suportasse cargas com componentes verticais devido uso cada vez maior de sistemas de ancoragem com cabos traccionados. Por serem já utilizadas durante muitos anos na industria petrolífera, provaram-se bastante fiáveis e demonstraram uma capacidade para suportar grandes esforços [72, 85].

Estas fundações não são colocadas por arrasto ao contrário das âncoras convencionais. Possuem cabos dotados de um dispositivo que permite a mudança do ângulo de aplicação da carga para que a mesma incida na direcção normal à superfície [72, 85].

As âncoras de carga vertical são permanentes e colocadas em locais precisos. A sua cravação no solo é feita com auxilio de um grande martelo vibratório ou de impacto para que a estaca penetre no fundo oceânico. Todos estes aspectos tornam esta solução de fundações bastante dispendiosa [72].

Estaca Cravada por Sucção - *Suction Anchor* A estaca cravada por sucção é constituída por um cilindro aberto no fundo e fechado no topo, onde é acoplada uma bomba de sucção. A sua instalação pode ser realizada por uma embarcação provida de guindaste ou lançada de popa. Ocorre a penetração de parte da estaca por peso próprio, seguida de acoplagem do veículo operado remotamente com bomba de sucção que evacua a água existente no interior da estaca, causando a redução da pressão interna. A penetração ocorre quando o diferencial de pressão hidrostática desenvolvida no topo da estaca (causado pela redução da pressão interna) excede a resistência do solo [85].

As estacas cravadas por sucção cujo esquema é apresentado na figura 1.23 são uma alternativa comum às âncoras de carga vertical. Apesar de serem mais usadas para sistemas de cabos em catenária, são bastante mais efectivas às cargas verticais do que as âncoras convencionais [72].

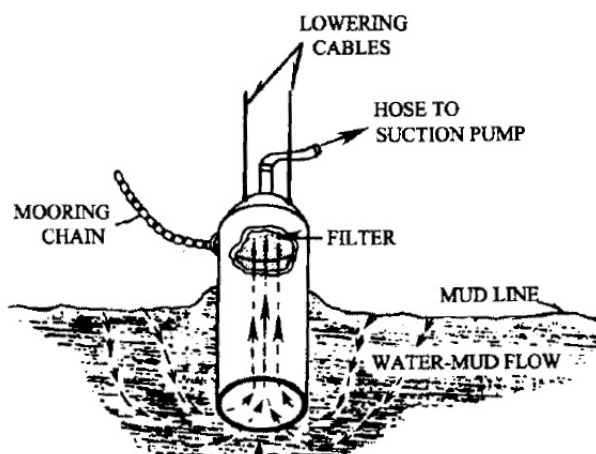



Figura 1.23: Ancoragem de sucção a mostrar o fluir de água que se forma durante a fixação [92].

Âncora de Placa - *Pile Driven Plate Anchors* Esta âncora utiliza os mesmos princípios da ancora de sucção mas com recurso a menos material e menores custos. A sua principal vantagem prende-se com o facto de quando são aplicadas cargas de tensão à âncora, esta roda no solo, permitindo uma maior fixação uma vez que se crava numa cunha maior de solo. Pode ainda ser colocada num local preciso e suporta grandes esforços verticais não sendo previsível que se arraste. O processo de instalação pode usar uma âncora de sucção para penetrar no terreno, ou ser por cravação com auxílio de martelos, nunca por arrasto como as âncoras convencionais [72, 85].

Estaca Torpedo - *Torpedo Embedded Anchor* A estaca torpedo foi criada para ser instalada por queda livre em argilas moles. Trata-se de uma estaca de aço tubular de ponta cónica, preenchida com uma mistura de sucata de aço de várias dimensões e betão, cuja dosagem é efectuada com o objectivo de atingir a maior massa específica possível. Para a sua instalação, apenas é necessário um rebocador para realizar o transporte e o lançamento [85].

Uma combinação entre as estacas torpedo e a as âncoras de placa que, como se disse anteriormente, podem rodar quando é aplicada tensão fazendo com que a sua ponta penetre mais profundamente, poderia ser a solução mais económica para turbinas eólicas com sistemas de ancoragem com cabos na vertical [72].

Estaca de Grout - *Drilled and Grouted Pile* Todas as soluções anteriores pressupõem que o solo reúne as condições necessárias para permitir que a âncora seja introduzida no fundo marinho. Se for encontrada rocha, a solução mais eficiente para prender a âncora é perfurar a rocha e introduzir grout no

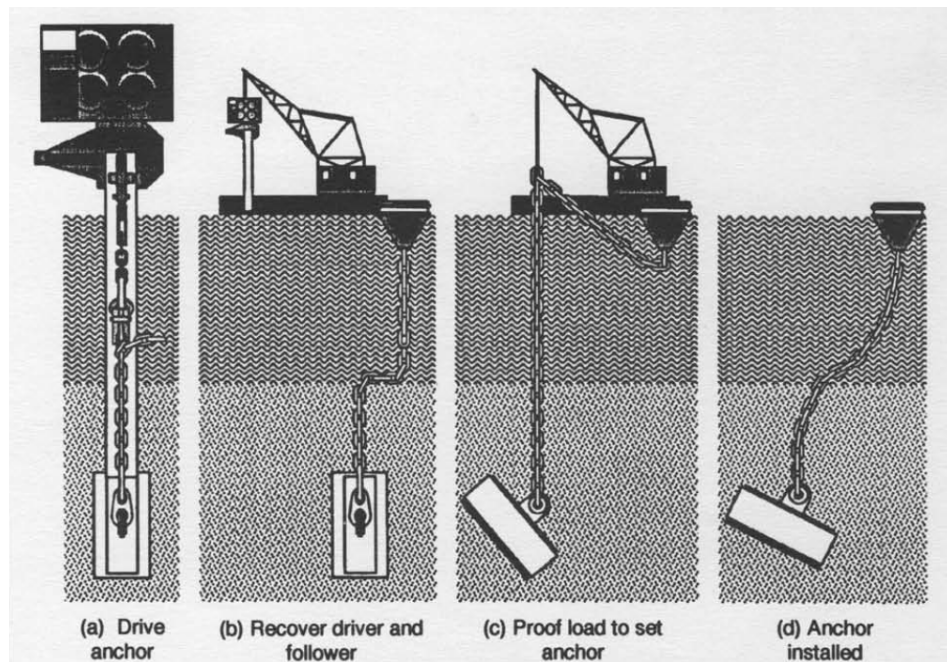



Figura 1.24: Esquema de implantação de âncora de placa [83].

furo. Forma-se assim uma estaca similar em tamanho e forma às âncoras de carga vertical. Este tipo de fundações é mais confiável e pode suportar esforços verticais muito mais elevados do que as âncoras de carga vertical. No entanto os seus custos são elevados, pois a sua instalação requer a utilização de maquinaria pesada [72].

1.4 Estado da arte

Como foi previamente referido a profundidade é um factor determinante, pelo que as diferentes alturas consideradas podem ser consultadas na figura 1.25. As águas pouco profundas são o local escolhido para a maioria dos projectos offshore actuais, havendo apenas 2 projectos de estruturas em profundidades de transição. Existe neste momento apenas um projecto implantado - projecto Hywind - de demonstração de design flutuante offshore. O projecto Hywind foi lançado em 2009 na Noruega [73].

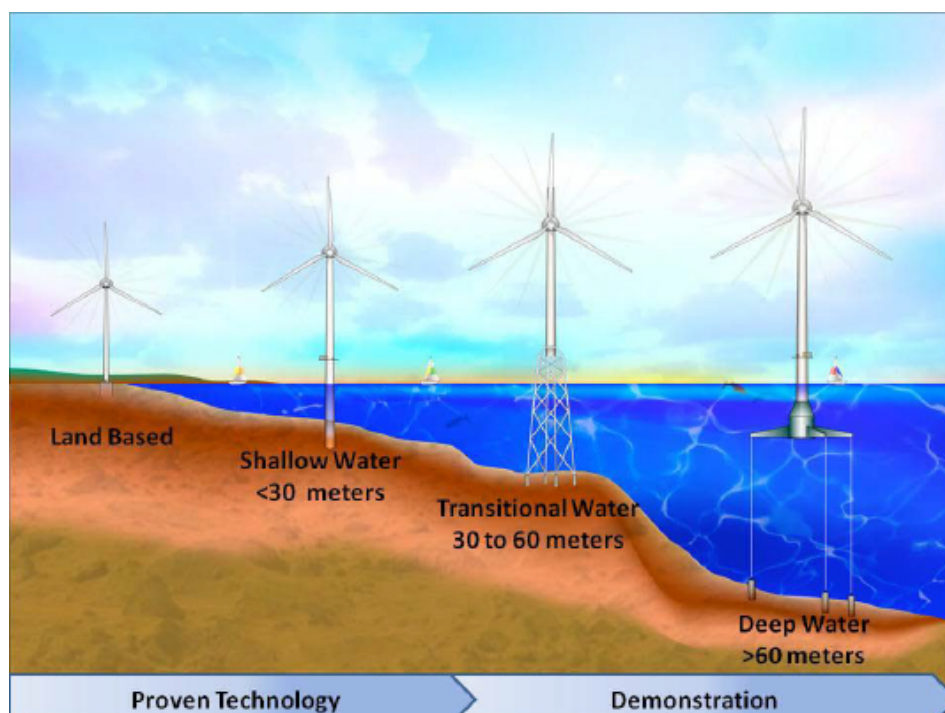



Figura 1.25: Estado da tecnologia eólica: desde a provada (onshore) até à demonstração (flutuante) [73].

Para além do projecto Hywind, há que dar evidência ainda a outro projecto de torres eólicas flutuantes offshore - O Windfloat. O projecto Windfloat é da autoria da Principle Power e será implantado em Portugal pela EDP, como será referido na secção 1.5.

Com o aumento da profundidade, os custos deste tipo de estrutura têm também tendência a aumentar devido ao aumento da complexidade de design, fabricação e instalação bem como os materiais adicionais necessários abaixo da linha de água. Acredita-se no entanto que este factor possa ser reduzido à medida que a industria ganha experiência.

Assim, os custos são apontados como um dos principais obstáculos para a

evolução das tecnologias offshore e da sua implantação e uso comercial, como mostra a figura 1.26 [73].

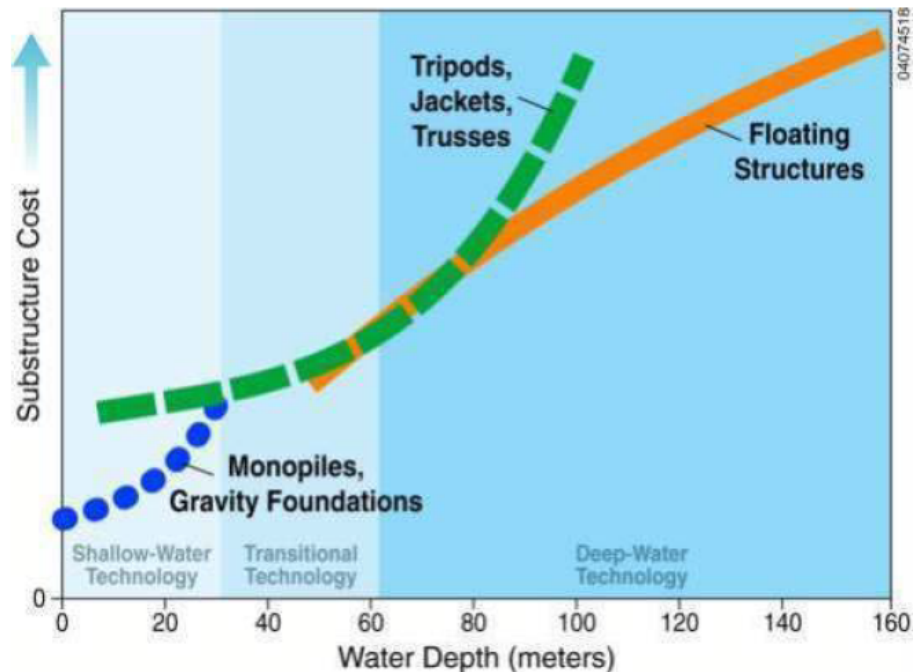



Figura 1.26: Contrapartidas entre o avanço da profundidade e os custos envolvidos para as diferentes tecnologias existentes [73].

Os saltos tecnológicos são normalmente um factor gradual, dependente dos conhecimentos e tecnologia previamente existentes. Deste modo, até que a tecnologia de estruturas eólicas offshore chegasse ao ponto em que se encontra actualmente, foram decisivos todos os passos intermédios de demonstração da exequibilidade e rentabilidade de turbinas instaladas em estruturas não flutuantes. Assim, sem a instalação de turbinas eólicas em águas pouco profundas e posteriormente em profundidades de transição, não se teria noção se valeria a pena investir em plataformas flutuantes, nem tão pouco teriam surgido novas tecnologias que pudessem proporcionar a sua existência.

Importa portanto conhecer os desenvolvimentos neste campo, cujos marcos históricos principais serão evidenciados de seguida.

1.4.1 Breve Resumo Histórico da Energia Eólica Offshore

O primeiro parque eólico a ser construído foi o parque Irene Vorrink, na Holanda em 1996 com 28 turbinas e uma potência total instalada de 16.8 MW [85].

O campo eólico offshore Blyth marcou a entrada do Reino Unido nesta área, estando em operação desde 2000. A instalação das duas turbinas de 2MW da Vestas foram patrocinadas em parte pela UE, uma vez que a instalação estava inserida num projecto cientifico de monitorização do funcionamento destas turbinas (OWTES - *Offshore Wind Turbines at Exposed Sites*), que na época eram as mais potentes a funcionar em ambiente offshore [84].

As turbinas instaladas em Blyth foram as primeiras a experimentar a forças de ondas extremas que caracterizam, o Mar do Norte. Reuniam deste modo as condições ideais de estudo de carregamento de ondas num ambiente extremamente agressivo [45]. O projecto de monitorização foi concluído em 2003 e originou um grande número de relatórios e bases de dados que viriam a ser bastante úteis para projectos futuros como, por exemplo, o campo eólico offshore de Horns Rev [84].

Ainda em 2000, é criado o campo eólico offshore de Utgrunden na Suécia. Este campo é composto por 7 turbinas de 1.5 MW da Tacke (agora GE) e localiza-se no Mar Báltico. Apesar do mar do Báltico não ter condições de ondas tão severas como o Mar do Norte, o facto do Mar Báltico estar coberto por gelo durante o Inverno deu bastante relevância a este projecto [84].

Middelgrunden foi um projecto de demonstração instalado em 2001 a cerca de 3 kms de Copenhaga. Sendo na altura o maior campo eólico offshore, abriu caminho para a construção de projectos de maior dimensão como Horns Rev I em 2002 e Nysted em 2003 com uma potência total instalada de 165.6 MW [73].

Figura 1.27: Parque eólico offshore Horns Rev I [1].

As 80 turbinas ao largo da costa oeste da Dinamarca tornavam em 2002 o campo de Horns Rev I (figura 1.27), no maior campo eólico offshore à escala global.

Sobre este campo e a sua localização existe actualmente uma grande base de dados de informações desde as condições do solo até ás condições de vento e ondas. O parque eólico situa-se no Mar do Norte a cerca de 14 kms da costa, estando exposto a ventos intensos, mas sobretudo a condições do mar adversas. As 80 turbinas do parque são capazes de produzir um máximo de 160 MW, o suficiente para cerca de 2% das necessidades energéticas da Dinamarca [84].

Horns Rev e Nysted tiveram no entanto derrapagens orçamentais e uma percentagem de falhas superior ao que se esperava: a juntar à relativa imaturidade para planeamento e execução deste tipo de projectos houve ainda o facto de os efeitos do vento e ondas terem sido mais elevados do que o esperado à partida. Estes acontecimentos levaram a um resfriamento do entusiasmo na energia eólica offshore, pelo que os dois a três anos seguintes foram caracterizados pela implantação de poucos novos campos eólicos offshore, enquanto fabricantes e projectistas se esforçavam para compreender e corrigir os problemas associados às falhas evidenciadas [73].

O parque eólico offshore OWEZ - *Offshore Windfarm Egmond aan Zee*, foi uma excepção tendo sido construido em 2006, também no mar do Norte mas a 10 kms ao largo da costa da Holanda. É composto por 36 turbinas da Vestas de 3 MW tendo assim uma potência total instalada de 108 MW [84].

Figura 1.28: Localização de alguns dos parques eólicos offshore da Europa [1].

Em Setembro de 2009 a empresa NorWind foi responsável pela instalação do Alpha Ventus, o primeiro parque eólico offshore da Alemanha, descrito com maior destaque na secção 1.4.3, por desafiar profundidades acima dos 30 metros [60].

O Reino Unido continua a investir fortemente em campos eólicos offshore estando em desenvolvimento neste momento a construção do campo eólico de Sheringham Shoal com uma potência total instalada esperada de 315M MW a cargo da Statoil [60]. Para além deste, no Reino Unido encontram-se ainda em construção os parques eólicos offshore de Greater Gabbard e de London Array com data final de execução prevista para o fim de 2012, este ultimo espera-se que venha a tornar-se no maior parque eólico offshore do mundo. É de referir que o maior parque eólico offshore em potência total instalada no mundo até à data é o Thanet também no Reino Unido, seguido do campo de Horns Rev II na Dinamarca [2, 3, 5, 6].

A grande maioria dos campos eólicos offshore em operação situam-se ao largo da costa do Reino Unido e da Dinamarca, começando no entanto a surgir campos eólicos offshore um pouco por todo o mundo [60]. A empresa de turbinas Repower ergueu, em 2010, 6 turbinas de 5 MW no primeiro parque eólico offshore na Bélgica, denominado Thornton Bank. A EDP pôs Portugal em referência neste contexto, ao estar em conjunto com a Principle Power a instalar a norte do país o projecto Windfloat como será mostrado na secção 1.5 [85].

Os EUA são lideres mundiais em potência total de energia eólica onshore instalada, no entanto não têm até ao momento campos eólicos offshore. Apesar disso encontram-se em fase de planeamento e licenciamento cerca de 20 projectos em território americano, perfazendo um total de cerca de 2000 MW de potência total instalada [73].

1.4.2 Turbinas Eólicas Offshore em Águas Pouco Profundas

Os monopilares são usados em águas pouco profundas pois são estruturas simples e as alterações na turbina da passagem da terra para o mar são mínimas. Para além disso a área de influência destas estruturas é igualmente reduzida. Actualmente são das estruturas mais utilizadas em eólicas offshore. Um caso bastante conhecido da sua utilização é o campo eólico de Horns Rev I [73].

A fundação de gravidade é a alternativa mais comum ao monopilar apesar da sua sensibilidade às condições do fundo oceânico. Estas soluções foram já utilizadas com sucesso em campos eólicos offshore na Dinamarca em Nysted e Samsø, e mais recentemente na Holanda no campo eólico de Thornton Bank [73].

A fundação em balde de sucção (*suction-bucket*) não foi ainda instalada comercialmente no entanto tem sido desenvolvida pesquisa significante nesse campo [73].

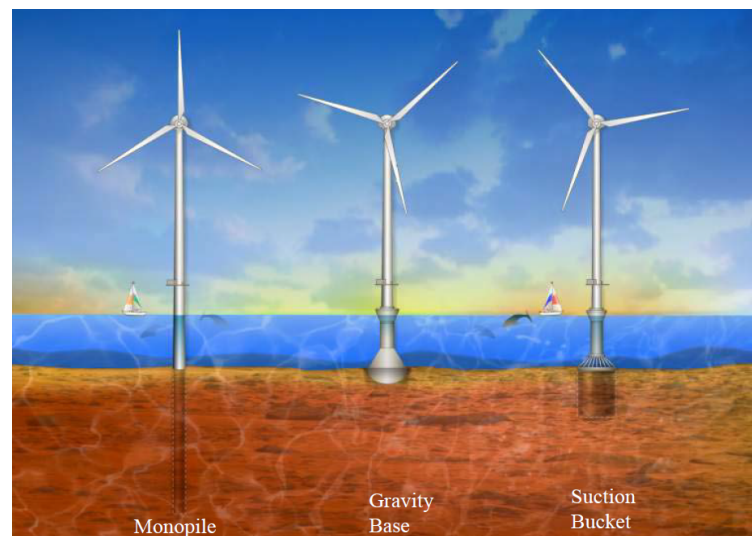



Figura 1.29: Turbinas eólicas offshore em águas pouco profundas [73].

1.4.3 Turbinas Eólicas Offshore em Profundidades de Transição

Como foi dito anteriormente, existem apenas 2 projectos implementados em profundidades de transição, deste modo algumas das estruturas da figura 1.30 referem-se a projectos conceptuais não tendo sido ainda implementadas.

Figura 1.30: Turbinas eólicas offshore em profundidades de transição [73].

A empresa Talisman Energy foi responsável por implantar as primeiras turbinas offshore em profundidades de transição no projecto Beatrice. Este projecto de demonstração caracterizou-se pela instalação de duas turbinas de 5 MW a uma

profundidade de 45 metros no Mar do Norte apoiadas em estruturas em treliça, denominadas geralmente por estruturas *jacket* (ver figura 1.31) [73].

Figura 1.31: Exemplos de estruturas correntemente em funcionamento em profundidades de transição [73].

O projecto Alpha Ventus na Alemanha, que foi completado em Novembro de 2009 utiliza também o tipo de estruturas da figura 1.30. Apesar das profundidades em que as estruturas foram instaladas serem pouco superiores aos 30 metros. Constam do projecto 6 turbinas de 5 MW da Repower com estrutura em tripod e 6 turbinas de 5 MW da Multibrid com estrutura em jacket, perfazendo um total de 60 MW instalados que tornam este projecto no maior projecto instalado em profundidades de transição até ao momento [73].

1.4.4 Turbinas Eólicas Offshore em Plataformas Flutuantes

Em Junho de 2009 a empresa norueguesa Statoil juntou-se à Siemens para instalarem o primeiro protótipo à escala real de uma turbina eólica flutuante. O período de testes tem uma duração esperada de 2 anos, sendo o projecto uma demonstração do conceito do design Hywind, do qual falaremos de seguida [73].

O investimento da Statoil na concepção, construção e testes foi de cerca de 400 milhões de Coroas Norueguesas (NOK), o equivalente a cerca de 60 milhões de euros. Este valor leva a crer que este tipo de tecnologias é demasiado cara para

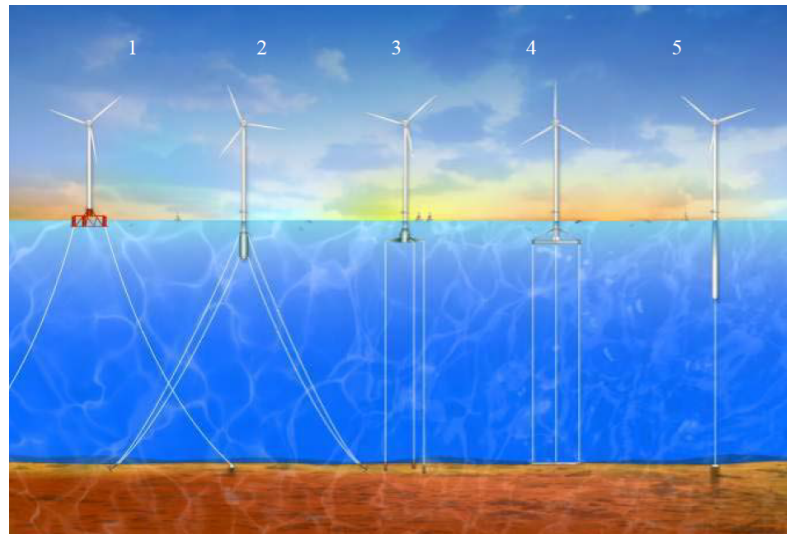



Figura 1.32: Turbinas eólicas offshore em plataformas flutuantes:(1) Dutch tri-floater; (2) *Spar-buoy* com cabos de ancoragem a duas alturas do balastro; (3) *TLP* de três braços da Glosten Associates; (4) *TLP* em betão com âncora de gravidade; (5) Protótipo de *spar-buoy* da Sway [40, 59, 73].

ser implementada, mas o facto de ser o primeiro projecto do género levou a custos acrescidos para recrutamento e formação de recursos humanos especializados e desenvolvimento de infra-estruturas de suporte para construção do modelo, transporte e implantação e para monitorização, custos esses que não se repetirão em construções futuras do modelo. Deste modo as projecções da Statoil sugerem que os custos futuros poderão vir a ser competitivos com as estruturas fixas ao fundo usadas em águas superficiais como as fundações de gravidade ou monopilares [73].

Apresentam-se nas figuras 1.32 e 1.33 designs inovadores de plataformas flutuantes que contribuíram para o desenvolvimento tecnológico da área. Os mais relevantes são referidos com maior pormenor nos parágrafos seguintes [74].

Hywind é um design de uma plataforma com balastro (*SPAR*) oriundo da Noruega com 3 cabos de ancoragem. Neste momento existe já um protótipo à escala real instalado em 2009 tendo ficado 2 anos em período experimental. Os movimentos a que está sujeita apresentam-se como o principal ponto fraco deste design [60, 90].

Sway é também um design norueguês mas apresenta-se como um design híbrido entre uma SPAR e uma TLP de um único cabo traccionado com uma âncora de sucção. Os seus pontos fortes são a leveza do aço empregue. Tem a particularidade de contrariamente à grande maioria dos outros projectos, este apresentar uma turbina downwind. O primeiro protótipo foi lançado em Março de

2011 [60].

Figura 1.33: Designs pioneiros de plataformas flutuantes para turbinas eólicas offshore [74].

Windfloat é um projecto americano que consiste numa plataforma flutuante submersível com 3 tanques e 4 a 6 cabos de ancoragem em catenária. O protótipo encontra-se em fase de instalação em Portugal como será mencionado com mais destaque na secção 1.5. O maior ponto fraco deste design parece ser o elevado custo do aço [60, 90].

WindSea é na estrutura da sua plataforma bastante similar ao *Windfloat*, no entanto em vez da plataforma comportar apenas uma turbina eólica, comporta três. O objectivo deste design norueguês consiste em que a estrutura opere de frente para o vento com 2 turbinas upwind e uma downwind. O projecto conta neste momento apenas com testes laboratoriais em modelos de pequena escala [60, 90].

Blue H é um projecto de uma *TLP* com origem na Holanda. Foi já lançado um protótipo de meia escala em 2008. Tem contra si o custo dos cabos de ancoragem [63].

Fabricantes de Turbinas A maioria das turbinas eólicas offshore em operação não são mais do que adaptações para o mar de designs comprovados na industria onshore, com sistemas eléctricos melhorados e protecções anti-corrosão. Muitas vezes colocadas sobre estruturas robustas em betão (como *monopilares*), funcionando assim no fundo como turbinas onshore colocadas em ambiente marinho [73].

Apenas dois fabricantes de turbinas, a Siemens e a Vestas, contribuíram substancialmente para a capacidade offshore até 2008. No entanto, actualmente têm vindo a aparecer muitas outras turbinas disponiveis comercialmente. Destas novas turbinas offshore que têm surgido há a destacar os fabricantes Repower Systems AG e a Multibrid que instalaram comercialmente turbinas de 5MW no Projecto Alpha Ventus na Alemanha [73].

A Sinovel entrou no mercado comercial offshore em 2009, com o modelo SL3000, marcando a entrada da China na fabricação de turbinas eólicas offshore. Mais recentemente, a General Electric reentrou no mercado, estando o seu modelo de 4MW ainda em desenvolvimento na Europa [73].

De acordo com descobertas no projecto UpWind (fundado pela UE e liderado pelo Risø DTU - Laboratório Nacional de Energia Sustentável da Dinamarca) num futuro próximo a industria conseguirá produzir turbinas com 8 a 10 MW e diâmetros de rotor de 150m [73].

1.5 Caso Português

1.5.1 Situação Actual

Em Portugal, devido à sua situação geográfica e geomorfologia, para além da zona marítima e costeira, apenas nas montanhas a velocidade e a regularidade do vento é susceptível de aproveitamento energético. A maior parte dos locais com essas características situam-se a norte do rio Tejo e, a sul, junto à Costa Vicentina e Ponta de Sagres [68].

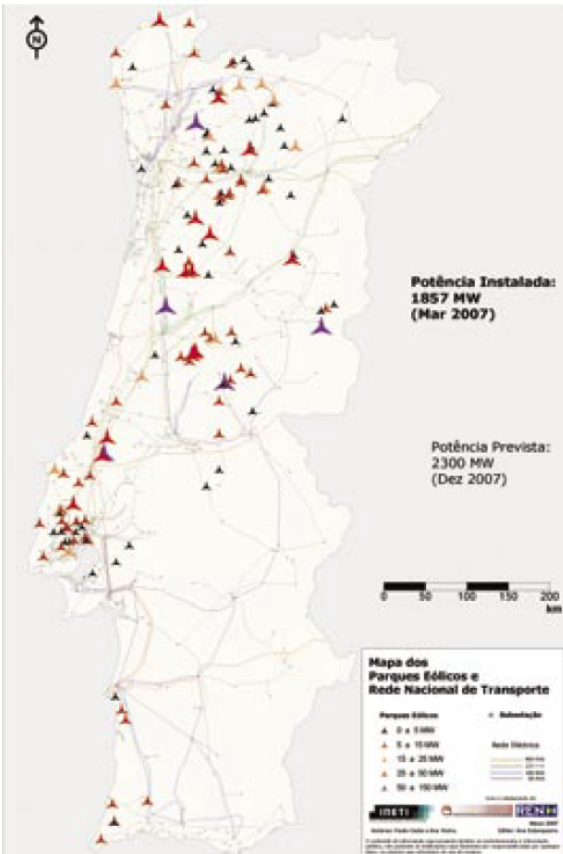



Figura 1.34: Distribuição territorial da energia eólica instalada em Portugal em 2007 [68].

Ano	MW
2000	100
2001	131
2002	195
2003	296
2004	522
2005	1022
2006	1716
2007	2150
2008	2862
2009	3537
2010	3702

Figura 1.35: Quantidade de energia eólica produzida em Portugal por ano em MW [43].

O *EOLOS 2.0* é a base de dados do potencial eólico do vento em Portugal. Foi desenvolvido pelo INETI-DER e apresenta as características físicas e energéticas do escoamento atmosférico num conjunto de 57 locais. O software *VENTOS* é utilizado para simulação computacional do comportamento do escoamento do vento sobre solos complexos com ou sem arborização. Foi desenvolvido pela FEUP numa colaboração entre o Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, o INESC (Porto) e o Research Centre for Wind Energy and Atmospheric Flows (RCWEAF). Ambas as ferramentas descritas são importantes

para a avaliação do potencial energético da energia do vento em Portugal Continental [68].

Portugal é um dos países lideres em termos de penetração de energia eólica com 17.1% das suas necessidades energéticas cobertas por quase 4000 MW de produção eólica instalada em 2010, como se pode ver na figura 1.35. De acordo com a Directiva das Energias Renováveis da União Europeia, o objectivo passa por conseguir que a percentagem de consumo eléctrico proveniente da energia eólica chegue aos 31% até 2020 perfazendo um total de 6875 MW de energia eólica instalada [43].

Durante o ano de 2010 foram adicionados à rede eléctrica portuguesa 345 MW de energia proveniente de fonte eólica, elevando a capacidade instalada para os valores registados na figura 1.35. Esse acréscimo deveu-se ao surgimento de 21 novos campos eólicos. A maior concentração de torres eólicas existentes e planeadas situam-se sobretudo a norte do país como se pode ver na figura 1.34.

1.5.2 Panorama Futuro

No início do ano 2010, o governo português lançou uma estratégia para a energia nacional indicando a potência de 8500 MW de energia eólica instalada como a meta a atingir até 2020, dos quais 500 MW seriam instalados offshore. No entanto, o plano apresentado à Comissão Europeia de acordo com as Directivas de Energia Renovável da União Europeia contabilizava apenas 6875 MW de energia eólica instalada como meta para 2020, dos quais somente 75 MW seriam instalados offshore [43].

De acordo com a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) há no entanto intenções do governo de rever os valores apresentados á Comissão Europeia devido à crise económica e à pressão nos preços da electricidade [43].

A EDP é a empresa de fornecimento de energia líder em Portugal e com papel influente em toda a Península Ibérica, estando ainda presente no Brasil e a crescer fortemente na energia eólica nos EUA e UE [63]. Tem, e continuará assim a ter um papel bastante importante no investimento na industria eólica, sendo responsável pelo projecto da Turbina Eólica Flutuante Offshore que está a ser implementado em Portugal - *Projecto Windfloat*.

Projecto Windfloat O *Projecto Windfloat* consiste num investimento da EDP, que contratou a Principle Power para a implementação da sua plataforma flutuante ao largo da costa portuguesa, no norte do país, na zona da Aguçadoura.

O projecto divide-se em três fases [63, 74]:

- **1ª Fase - Protótipo**: É lançada para o mar uma plataforma com uma turbina de 2 MW da Vestas, que estará ligada à rede e ficará em fase de testes a

5 kms da costa durante um período de pelo menos 12 meses.

- **2ª Fase - Pré-Comercial**: São lançadas para o mar mais plataformas com turbinas de 5 MW, perfazendo um total de 15 MW a 25 MW (consoante seja um total de 3 ou 5 turbinas).
- **3ª Fase - Comercial**: Instalação de cada vez mais turbinas e formação de um campo eólico offshore.

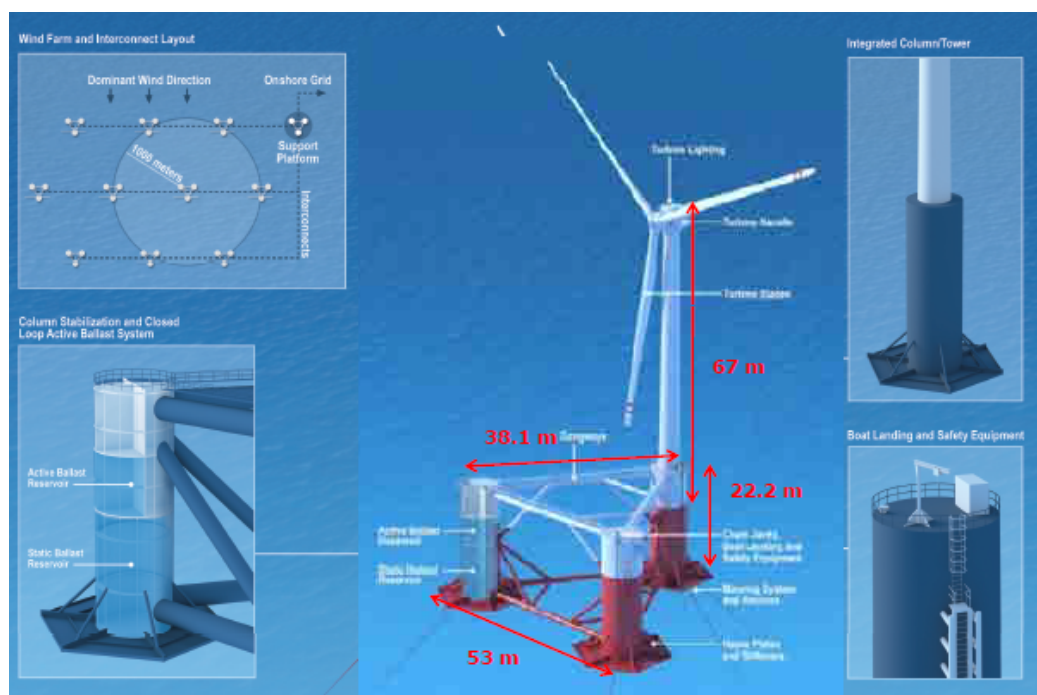



Figura 1.36: Plataforma Windfloat a instalar em Portugal [74, 77].

A zona da Aguçadoura na Póvoa do Varzim foi escolhida, em detrimento de outras zonas testadas, como por exemplo o Algarve, devido a ter condições de mar e vento mais apropriadas, a provocar menos constrangimentos na zona costeira e devido a existir nessa zona um parque de ondas (conhecimento das características de ondas do local, existência de infraestruturas de suporte como estaleiros) [63].

De acordo com a Principle Power, a plataforma flutuante *Windfloat* está preparada para suportar uma turbina eólica até 10MW [77].

A visualização da tabela 1.2 e da figura 1.36 permite a compreensão de algumas das características desta plataforma flutuante.

A tecnologia WindFloat consiste numa plataforma estabilizada por colunas de água com balastro e um sistema de ancoragem com cabos em catenária. O seu

design foi pensado, para que a estrutura possa ser totalmente construída onshore e rebocada depois para a sua localização final [77].

Turbinas Instaláveis	3.6 - 10MW
Diâmetro do Rotor	120 - 150m
Altura da hub	80 - 90m
Peso da Nacelle	225 - 315ton
Peso da Torre	180 - 315ton
Profundidade	$\geq$ 50m
Cabos de Ancoragem	4 - 6

Tabela 1.2: Características Principais da Plataforma Windfloat [77].

O diâmetro da base da torre é bastante próximo do diâmetro da coluna da plataforma onde a torre assenta. Deste modo procura manter-se uma certa continuidade estrutural, levando a uma minimização da concentração de esforços em áreas criticas da estrutura onde os momentos flectores são mais elevados [77].

Projectos na FCT/UNL Os Doutores Chastre Rodrigues e Válter Lúcio, professores da FCT-UNL desenvolveram uma nova solução para torres eólicas e postes de grande dimensão [26], mais fácil de transportar e mais económica. O sistema estrutural concebido é treliçado em betão pré-fabricado.

Recorrendo ao conhecimento na área da pré-fabricação em betão conceberam uma solução de torre assente sobre diversos pilares, que se montam por fases, e que sendo mais leves tornam a estrutura mais ligeira. A solução tem a vantagem de permitir a rápida construção de torres de grande altura, utilizando elementos facilmente transportáveis. O sistema treliçado traduz-se ainda numa grande liberdade de escolha da geometria da torre, no sentido da sua optimização estrutural, tanto em termos de resistência, como de controlo da sua oscilação natural [9].

O projecto recebeu o prémio BES Inovação na categoria de Novos Materiais e Processos Industriais, tendo sido submetido um pedido de patente [26].

1.6 Motivação

Segundo Maciel [63], um dos responsáveis do projecto Windfloat, e como ilustrado na figura 1.37, a industria eólica encontra-se em grande expansão, sendo de entre as fontes de energia renováveis, a que tem melhor previsão de crescimento futuro.

Neste momento a energia eólica offshore é já responsável pela criação de milhares de novos empregos por toda a Europa [43].

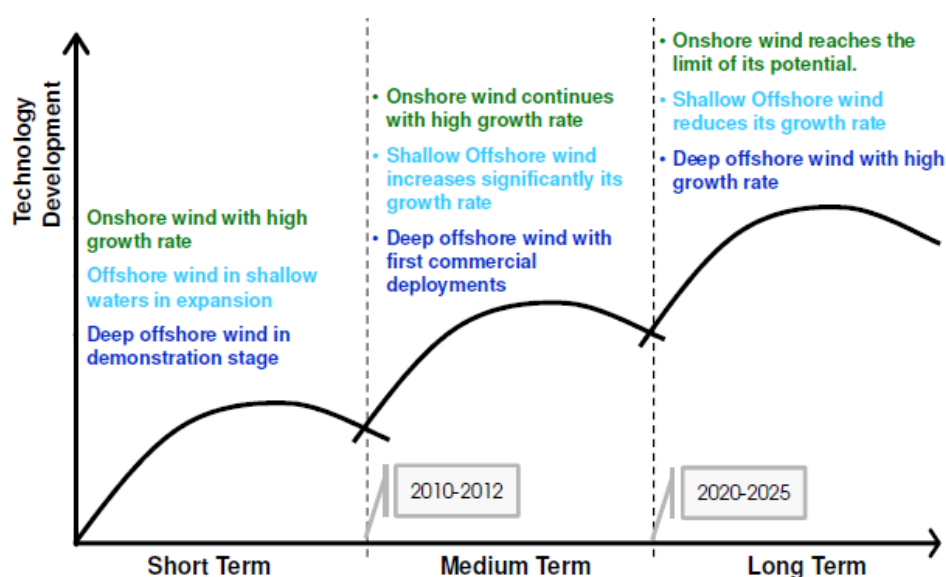



Figura 1.37: Perspectivas de crescimento das diferentes localizações de implantação de turbinas eólicas [63].

Actualmente existem já alguns protótipos flutuantes, sendo que um deles se encontra em Portugal como foi referido em 1.5.

Desse modo considerou-se interessante estudar a possibilidade de implementação de plataformas com diferentes configurações no mesmo local onde a plataforma da Windfloat foi instalada - Aguçadoura perto da Póvoa do Varzim.

Nesta dissertação estuda-se assim a hipótese de implementação das plataformas *MIT/NREL TLP* e da *ITI Energy Barge*, sendo dado um foco especial aos esforços que se geram na base da torre - visto tratar-se de uma dissertação em estruturas de Engenharia Civil.

Optou-se por colocar em ambas as plataformas analisadas uma turbina eólica de 5 MW. O facto de no mar o vento soprar com mais intensidade do que em terra, proporciona que se possam utilizar turbinas de maior potência. No entanto,

o que mais pesou nesta escolha foi o facto de se acreditar que de modo a uma turbina eólica flutuante ser economicamente rentável, uma vez que os custos de implantação são bastante elevados, o valor mínimo de potência da turbina deve ser de 5 MW [13].

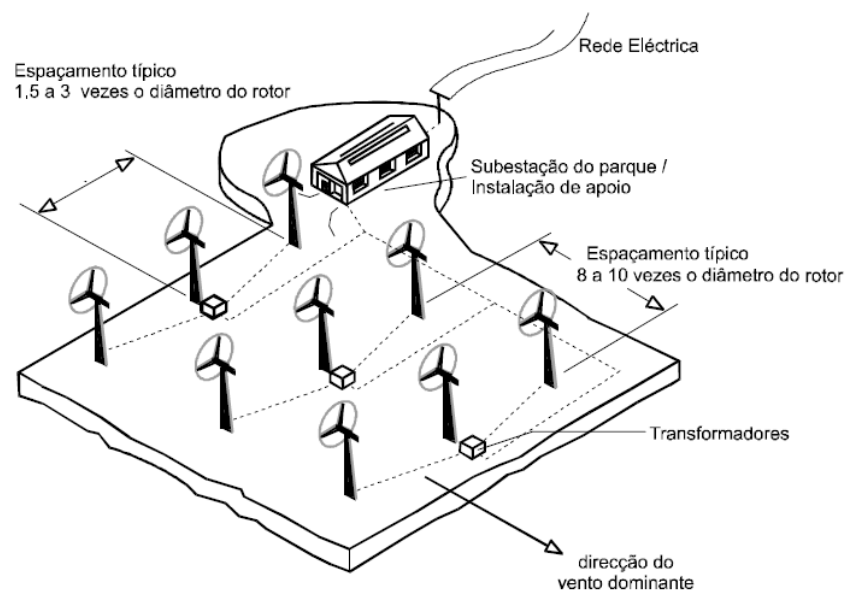
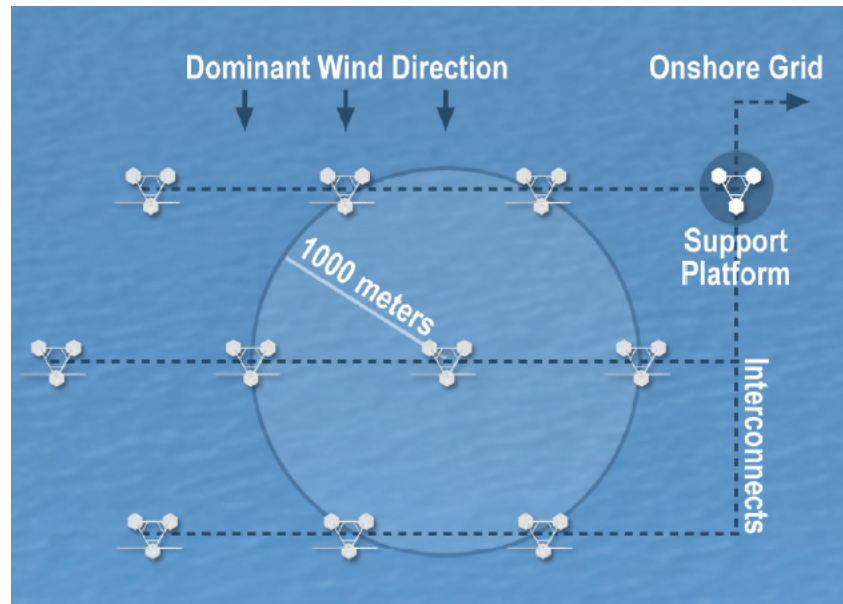



Figura 1.38: Distâncias mínimas entre turbinas eólicas em campos eólicos onshore e offshore [36, 77].

Como foi visto na secção 1.5, o objectivo da EDP com o projecto *Windfloat* passa pela criação de um campo eólico offshore na 3ª fase do projecto. Os campos eólicos offshore têm de ter alguns critérios de distanciamento entre equipamentos (ver figura 1.38), devido aos efeitos que o vento ao passar pelo rotor de uma

ventoinha possa provocar nas outras ventoinhas. Ao passar pelo rotor, o vento provoca diversos efeitos, de entre os quais se pode destacar o efeito de esteira (ver secção 2.2.1).

Deste modo, tem de ser garantido um espaçamento mínimo (ver figura 1.38) entre turbinas eólicas para que o vento captado pelo rotor de uma turbina não esteja instabilizado por ter passado anteriormente pelo rotor de outra. O distanciamento deve-se ainda a questões de segurança em caso de acidente.

Também os cabos de ancoragem, especialmente quando são cabos em catenária, por se estenderem por centenas de metros (ver secção 1.3.4), exigem que as plataformas estejam suficientemente distanciadas para que os cabos de diferentes plataformas não se possam entrelaçar.

Os fundos oceânicos portugueses caracterizam-se pela sua irregularidade morfológica [14]. Pelo que em áreas de algumas centenas de metros podem experimentar-se grandes diferenças de profundidade. Assim sendo, a profundidade estudada para a *MIT/NREL TLP* é de 200 metros e para a *ITI Energy Barge* é de 150 metros, contando que num campo eólico as profundidades das diversas plataformas instaladas podem variar. As profundidades estudadas, bastante acima dos 50 metros de profundidade em que a plataforma *windfloat* será instalada, devem-se ainda à possível necessidade futura das plataformas serem colocadas em distâncias maiores da costa (ver figura 1.37) onde os ventos são mais fortes e estáveis.

Na escolha do *FAST* como programa de cálculo utilizado pesou o facto de ser um programa disponibilizado gratuitamente, e que já foi testado e comparado com outros programas disponíveis, tendo sido obtidos resultados bastante bons nesses estudos comparativos [54]. O *FAST* tem ainda vindo a ser cada vez mais utilizado por instituições de ensino, governo e industria americanas [51]; como será mostrado na secção 1.7.

Para além disso, a utilização deste programa pretende integrar uma análise diferente das previamente efectuadas no DEC da FCT-UNL em temas relacionados: dissertações de mestrado em Estruturas Offshore de Tesouro [85] e em Estruturas Eólicas Onshore de Correia [29], ambas concluídas em 2010. Pelo que se demonstra, que o tema da energia eólica, depois de premiado o trabalho [26] dos Doutores Chastre Rodrigues e Válter Lúcio referido na secção 1.5.2, continua a ser objecto de interesse no DEC da FCT-UNL.

1.7 Normas e Software de Referência

A distinção entre práticas recomendáveis e legislação prende-se com o carácter de obrigatoriedade: em que as práticas recomendáveis são de aceitação voluntária e a legislação é de carácter obrigatório [85, 88].

As práticas recomendáveis são desenvolvidas por entidades certificadoras, organizações internacionais não-governamentais e associações da indústria, que podem actuar em nome de organizações que estão encarregues de aplicar a legislação.

As entidades certificadoras são organizações que estabelecem normas técnicas relacionadas com o projecto, construção e inspecção de instalações marítimas, incluindo navios e plataformas offshore.

Um navio ou uma plataforma offshore projectada e construída de acordo com as regras de uma entidade certificadora pode requerer um certificado de classificação dessa sociedade. O certificado é emitido após a conclusão das inspecções relevantes.

Actualmente, existem a nivel mundial cerca de 50 organizações definidas como entidades certificadoras.

A legislação varia consoante a abrangência geográfica, podendo ter âmbito nacional, europeu ou internacional. Em Portugal não existe legislação nacional referente a plataformas offshore, pelo que a legislação em vigor terá de ser de nível internacional.

Apesar das práticas recomendáveis e normas produzidas pelas entidades certificadoras serem mais abrangentes que o MODU-CODE este código, para a construção de equipamentos móveis para unidades de perfuração offshore (*Mobile Offshore Drilling Units*) elaborado pelo Intergovernmental Maritime Organization (IMO), tem de ser respeitado visto ser de carácter obrigatório [85, 88].

Interessa por isso conhecer as regras e softwares correntemente em vigor.

1.7.1 Normas e Regulamentos em Vigor

As entidades cerificadoras de referência no campo de estudo desta dissertação são American Petroleum Institute (API), Det Norske Veritas (DNV), Germanischer Lloyd (GL), International Electrotechnical Commission (IEC) e International Organization for Standardization (ISO).

São indicadas como de referência uma vez que são as mais respeitadas na concepção de novos modelos por parte de projectistas e industria e por serem as que mais activamente têm participado no processo de evolução da industria

através do lançamento de normas e práticas recomendáveis [80].

Apesar das normas e práticas recomendáveis offshore referidas anteriormente conferirem boas bases de procedimento para dimensionamentos respeitando a segurança, de acordo com Veldkamp [87] estas normas são ainda pouco especificas, possibilitando a utilização de diferentes procedimentos e tendo ainda lacunas em alguns campos como a probabilidade de falha.

Em 2007, Saigal et al [80] elaboraram um estudo comparativo de normas bastante completo, em que consideram as práticas recomendáveis da API [10] como bastante completas para estruturas offshore fixas ao fundo. No entanto, os autores salvaguardam o facto de, visto serem práticas recomendáveis para a industria petrolífera e apesar de preverem as acções de vento, ondas, corrente e sismo, não serem totalmente utilizáveis na industria eólica devido às diferentes tipologias empregues nas duas industrias.

As regras e regulamentos para turbinas eólicas onshore são já abrangentemente aceites a nível da industria, com lançamentos de publicações da DNV e da GL mas com principal destaque para a norma internacional IEC 61400-1: Design Requirements for Wind Turbines da IEC [46].

Mais recentemente começaram a surgir também normas e práticas recomendáveis para turbinas offshore lançadas pela DNV, GL e pela IEC que lançou a norma internacional IEC61400-3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines [47] utilizada nos capítulos subsequentes desta dissertação, mas que se encontra ainda sob a forma de *Draft*.

As práticas recomendáveis e normas para turbinas eólicas offshore actualmente disponiveis são [76, 77]:

- DNV-OS-J102 Design and Manufacture of Wind Turbine Blades, Offshore and Onshore Wind Turbines, October 2006;
- GL Wind, Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, 2005;
- DNV, Design of Offshore Wind Turbine Structures, OS-J101, 2004;
- Danish Recommendation for Technical Approval of Offshore Wind Turbines, 2001;
- GL Regulations for Offshore WECS, 1995.

Existem no entanto muitas outras normas e práticas recomendáveis da industria petrolífera e de gás que podem servir de base para o projecto de estruturas offshore flutuantes ou fixas ao fundo ocêanico, das quais se destacam [76, 77]:

- API RP 2SK, Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures, 2005;
- ISO 19902, Fixed Steel Offshore Structures, 2004;

- ISO 19903, Fixed Concrete Offshore Structures, 2004;
- DNV-OS-C101 Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD method), 2004;
- DNV-OS-C103 Structural Design of Column Stabilized Units (LRFD method), 2004;
- DNV-OS-C401 Fabrication and Testing of Offshore Structures, 2004;
- ISO 19901, Specific Requirements for Offshore Structures, 2003;
- ISO 19900, General Requirements for Offshore Structures, 2002;
- API RP 2A-WSD Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design, 1993.

Necessidade do IEC61400-3 A grande maioria das normas apresentadas anteriormente, são ou para turbinas eólicas onshore ou para plataformas offshore para a industria petrolífera. Deste modo, visto as turbinas eólicas offshore não serem iguais às turbinas onshore e uma vez que as necessidades das estruturas de suporte das turbinas eólicas diferem das necessidades da industria petrolífera, existe a necessidade por parte da industria de uma norma abrangentemente aceite, que cubra os requisitos de dimensionamento que estas estruturas apresentam [76].

Neste contexto, surge como resposta o IEC61400-3, que procura servir-se de uma comunhão entre a experiência da energia eólica com a experiência das plataformas petrolíferas offshore para a criação de uma norma o mais completa possível [76].

O IEC61400-3 está ainda em desenvolvimento pelo WG3 (Working Group 3) da ISO, sendo disponibilizado sob a forma de *draft*, uma vez que ainda não cumpre todos os passos de aprovação requiridos para se tornar numa norma internacional. O objectivo do WG3 passa por criar uma norma internacional que especifique os requisitos técnicos para assegurar a segurança do sistema e componentes da turbina incluindo as suas estruturas de suporte [80].

1.7.2 Softwares Disponíveis

As turbinas eólicas offshore são sistemas bastante sofisticados que podem ser analisados somente através da adopção de modelos interdisciplinares. As quatro categorias essenciais envolvidas na sua análise são: a aerodinâmica, a dinâmica estrutural, a hidrodinâmica e a dinâmica dos solos. As disciplinas referidas abordam os eventos ocorridos a nível do rotor, da torre, da sub-estrutura e das fundações, respectivamente [65].

Os programas de cálculo utilizados para calcular estas estruturas são denominados por códigos numéricos *aero-hydro-servo-elastic*. Estes programas

de cálculo são interdisciplinares utilizando os códigos numéricos mais avançados nas áreas de [60]:

- Acções aerodinâmicas exercidas no rotor, nacelle, pás e torre - aero;
- Sistemas de regulação e funcionamento do rotor - servo;
- Acções hidrodinâmicas da plataforma flutuante e ancoragens - hydro;
- Elasticidade estrutural contabilizando os diferentes materiais que compõe o sistema - elastic.

A grande maioria dos códigos *aero-hydro-servo-elastic*, desenvolvidos para modelar a resposta de estruturas eólicas offshore sujeitas às acções dinâmicas do ambiente em que se inserem, são testadas no OC3 - Offshore Code Comparison Colaboration.

Neste projecto, os códigos dos diferentes participantes são comparados através dos resultados obtidos para as mesmas estruturas sujeitas às mesmas condições. Deste modo os participantes conseguem ter indicações sobre a consistência dos seus códigos numéricos, de modo a poderem melhorá-los. Numa fase inicial, o compartilhar de informações entre os diversos participantes é considerado benéfico, apesar dos diferentes códigos deverem ser vistos como competidores [54].

O projecto OC3 é assim realizado através de troca de informação técnica entre o grupo de participantes internacionais oriundos de universidades, instituições de pesquisa e industria.

Estão representados participantes de universidades como o Laboratório Nacional da Universidade Técnica da Dinamarca (Risø-DTU), a Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia (NTNU), a Universidade da Vida e Ciência da Noruega (UMB), a Universidade Leibniz de Hannover (LUH) e a Universidade de Ciência e Tecnologia de Pohang (POSTECH).

Estão representadas instituições de pesquisa como o Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos EUA (NREL) e o Instituto para a Energia e Tecnologia da Noruega (IFE).

Estão ainda representadas empresas da especialidade como a MARINTEK, a Garrad Hassan & Partners Limited (GH) e a Acciona Energia.

Os nomes dos programas de cálculo de cada participante, bem como as respectivas teorias implementadas para abordar as áreas *aero*, *hydro*, *servo* e *elastic* podem ser vistos na figura 1.39 [54].

FAST	Bladed	ADAMS	HAWC2	3Dfloat	Simo	SESAM / DeepC
Code Developer						
NREL	GH	MSC + NREL + LUH	Riso-DTU	IFE-UMB	MARINTEK	DNV
OC3 Participant						
NREL + POSTECH	GH	NREL + LUH	Riso-DTU	IFE-UMB	MARINTEK	Acciona + NTNU
Aerodynamics						
(BEM or GDW) + DS	(BEM or GDW) + DS	(BEM or GDW) + DS	(BEM or GDW) + DS	(BEM or GDW)	BEM	None
Hydrodynamics						
$Airy^+$ + ME, Airy + PF + ME	($Airy^+$ or Stream) + ME	$Airy^+$ + ME, Airy + PF + ME	Airy + ME	Airy + ME	Airy + PF + ME	$Airy^+$ + ME, Airy + PF + ME
Control System (Servo)						
DLL, UD, SM	DLL	DLL, UD	DLL, UD, SM	UD	DLL	None
Structural Dynamics (Elastic)						
Turbine: FEM^P + (Modal / MBS), Moorings: QSCE	Turbine: FEM^P + (Modal / MBS), Moorings: UDFD	Turbine: MBS, Moorings: QSCE, UDFD	Turbine: MBS / FEM, Moorings: UDFD	Turbine: FEM, Moorings: FEM, UDFD	Turbine: MBS, Moorings: QSCE, MBS	Turbine: MBS, Moorings: QSCE, FEM

$Airy^+$ – Airy wave theory +) with free surface corrections
BEM – blade-element / momentum
DLL – external dynamic link library
DNV – Det Norsk Veritas
DS – dynamic stall
GDW – generalized dynamic wake
FEM^P – finite-element method P) for mode preprocessing only
MBS – multibody-dynamics formulation
ME – Morison's equation
MSC – MSC Software Corporation
PF – linear potential flow with radiation & diffraction
QSCE – quasi-static catenary equations
SM – interface to Simulink® with MATLAB®
UD – implementation through user-defined subroutine available
UDFD – implementation through user-defined force-displacement relationships

Figura 1.39: Programas de cálculo presentes na OC3 [54].

1.7.3 *FAST - Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*

O FAST é um código numérico *aero-hydro-servo-elastic* desenvolvido pela NREL. Destina-se especificamente a turbinas eólicas de eixo horizontal, sendo disponibilizado gratuitamente online. Tem a capacidade de simular a resposta de estruturas eólicas onshore ou offshore às acções do vento e mar especificadas pelo utilizador [51].

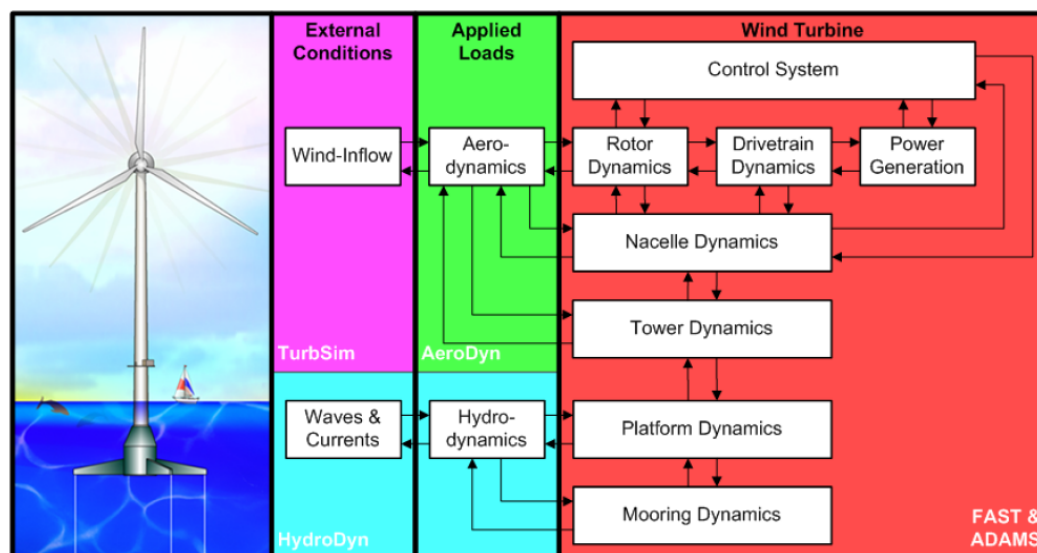



Figura 1.40: Esquema de funcionamento do código FAST [66].

Possibilita ainda a interacção com softwares comerciais matemáticos como o MATLAB ou softwares comerciais específicos da industria como o MSC.ADAMS ou o GH Bladed [51].

O esquema de funcionamento do programa é apresentado na figura 1.40.

	MSC.ADAMS	FAST
Universidades nos EUA	7	18
Instituições Governamentais dos EUA	9	10
Industria dos EUA	15	25
Resto do Mundo	9	21
Total	40	74

Tabela 1.3: Comparação entre o número de utilizadores do FAST e do MSC.ADAMS em Junho de 2005 [51].

O software pode considerar até 24 graus de liberdade (ver figura 1.41) sendo que 6 são referentes aos movimentos da plataforma como foi descrito na secção 1.3.1. Apresenta-se certificado pela Germanischer Lloyd e tem tido

resultados bastante consistentes quando comparado com outros programas de cálculo comerciais [51, 53, 54].

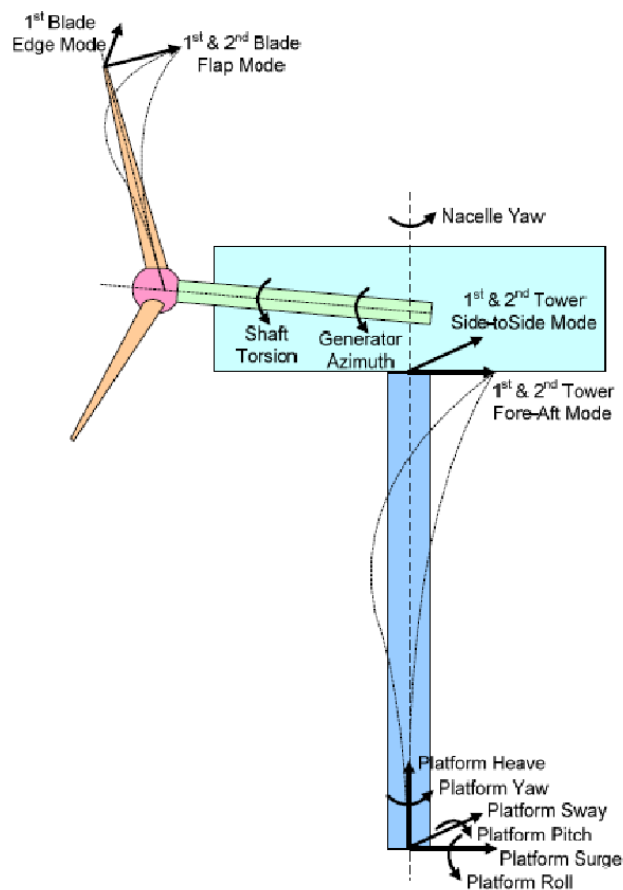
Os factores apresentados levam a que este programa de cálculo seja mais utilizado que outros com melhores potencialidade como o MSC.ADAMS como é mostrado na tabela 1.3 [51].

Blades:	2 flap modes per blade 1 edge mode per blade	Furl:	1 rotor-furl hinge of *arbitrary orientation & location* between the nacelle & rotor 1 tail-furl hinge of *arbitrary orientation & location* between the nacelle & tail
Tower:	2 fore-aft modes 2 side-to-side modes		
Drivetrain:	1 generator azimuth 1 shaft torsion	Platform:	3 translation (surge, sway, heave) 3 rotation (roll, pitch, yaw)
Nacelle:	1 yaw bearing		
Teeter:	1 rotor teeter hinge with optional δ_3 (2-blader only)	Total:	24 DOFs available for 3-blader 22 DOFs available for 2-blader

Figura 1.41: Graus de liberdade considerados no FAST [53].

Capítulo 2

Acções Dinâmicas sobre Estruturas Offshore

2.1 Conceitos Introdutórios

O vento e as ondas são as acções dinâmicas em evidência na análise de estruturas offshore. Estas acções podem ser caracterizadas por grandezas associadas das quais destacamos a velocidade do vento U, a altura de onda H_s e o período de pico de onda T_p. Estas grandezas serão descritas com maior pormenor nas secções posteriores deste capítulo.

Através das grandezas referidas, e com recurso a espectros de densidade, o FAST consegue simular as acções dinâmicas exercidas pelo vento e ondas na estruturas em análise ao longo do tempo, como mostra a figura 2.1.

Deste modo, o FAST utiliza o espectro de densidade:

- de Kaimal para a criação de séries temporais de vento (maior destaque a este matéria na secção 2.2.3).
- de Pierson-Moskowitz para a criação de séries temporais de ondas (maior destaque a este matéria na secção 2.3.4).

Para a compreensão destas passagens entre domínios de frequência (espectros de densidade) e domínios de tempo, interessa referir o conceito de processos estocásticos, e a forma como estes métodos recorrem a transformadas de Fourier e transformadas inversas de Fourier para execução dessas passagens.

2.1.1 Processos Estocásticos e Transformadas de Fourier

Para um processo determinístico sabemos que para as mesmas condições, o processo se repetirá sempre da mesma forma, produzindo sempre os mesmos resultados finais. Nessas condições, é possível deduzir uma expressão matemática que traduza, inequivocamente, o acontecimento. No entanto, se

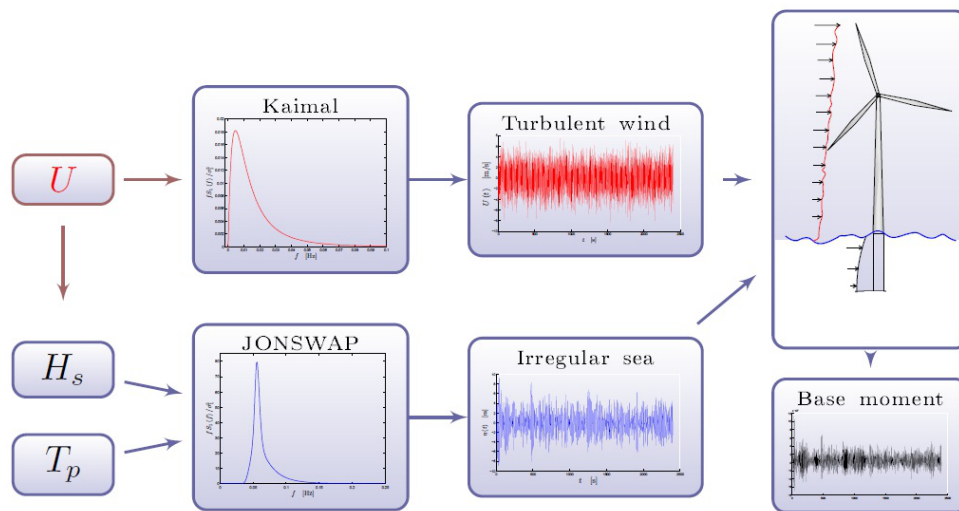



Figura 2.1: Passagem dos espectros de densidade para valores temporais [65].

cada uma das realizações do processo diferirem entre si, ainda que as condições sejam idênticas, então o processo diz-se estocástico ou de natureza aleatória [11].

Referências como vibrações aleatórias, conjunto de valores aleatórios, análise de séries temporais ou processos estocásticos podem ser várias formas de mencionar um mesmo fenómeno. Muitas vezes, a noção de processo estocástico serve também para caracterizar fenómenos aleatórios. O estudo dos fenómenos aleatórios, pressupõe a utilização da teoria dos processos estocásticos, a qual por sua vez se baseia na teoria da probabilidade [11].

A utilização de processos estocásticos apresenta ainda inúmeras vantagens para construir modelos representativos das acções sísmicas e da correspondente resposta das estruturas. Sendo que qualquer característica de resposta das estruturas pode ser objecto de cálculo ao nível de processos estocásticos [42].

Os processos estocásticos podem ser classificados como [11]:

- Processos estacionários - são aqueles em que as propriedades estatísticas não variam com o tempo (ex: vibrações induzidas por uma máquina a funcionar em regime permanente);

- Processos não estacionários - são caracterizados por terem as suas propriedades estatísticas a variar com o tempo (ex: vibrações induzidas por vento, ondas ou sismo).

No processo de um sismo a variável aleatória será a aceleração do sismo, no processo do vento a variável aleatória será a velocidade do vento e no processo

de ondas a variável aleatória será a altura da onda [85].

No caso concreto, o programa de cálculo FAST obtém a variação no tempo da velocidade do vento e da altura da onda, através de espectros de densidade em cujos parâmetros que os definem são fornecidos pelo utilizador, recorrendo a transformadas inversas de Fourier.

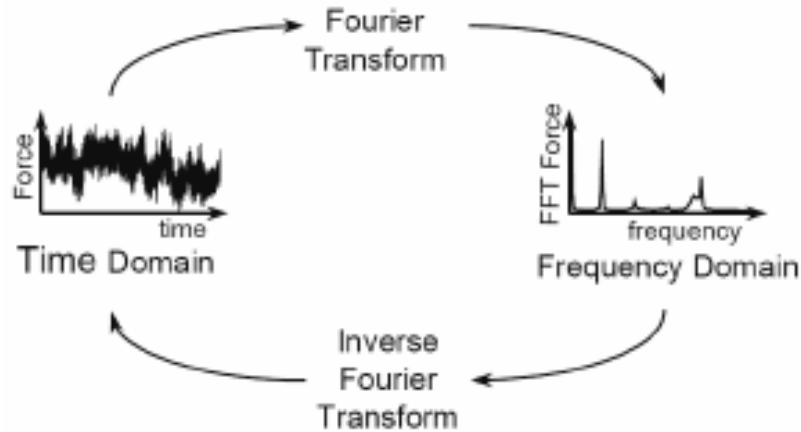



Figura 2.2: Conversão de domínio do tempo para frequência e vice-versa com recurso a transformadas de Fourier [84].

Os espectros de densidade são o resultado da transposição dos processos, do domínio do tempo, para o domínio da frequência. Essa transposição pode ser realizada com auxílio da transformada de Fourier. A transposição de funções no domínio da frequência para o domínio do tempo pode ser realizada com o auxílio da transformada inversa de Fourier [84]. Estas conversões, ilustradas na figura 2.2, materializam-se nas equações 2.1 [11].

$$S\ (f\ ) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \times e^{-i2\pi ft} dt \tag{2.1a}$$

$$x\ (t) = \int_{-\infty}^{+\infty} S(f\ ) \times e^{i2\pi ft} df \tag{2.1b}$$

Em que $S\ (f)$ é a função que define o espectro de densidade, $x\ (t)$ é a função que define o processo no domínio do tempo, i é a unidade imaginária, f é a frequência e t é o tempo.

Os processos estocásticos podem ainda classificar-se como discretos ou contínuos, consoante o conjunto de valores de uma dada realização é finito ou não. Muitos dos processos contínuos são transformados em processos discretos por forma a materializar a informação obtida através de uma amostragem de valores [11].

A base das transformadas de Fourier é a suposição de que processos aleatórios podem ser representados pela soma de um certo número de funções harmónicas, cada uma com uma amplitude, frequência e ângulo de fase específicos [84].

Uma vez que as séries temporais estão definidas num intervalo de tempo finito (tempo das simulações executadas), serão utilizadas transformadas inversas finitas de Fourier, que têm a forma [11, 84]:

$$x\ (t) = \sum_{n=1}^{N} A_n \times sin(f_n \times 2\pi t - \phi_n), \qquad 0 \leq t \leq T_d \tag{2.2a}$$

$$\text{em que:} \quad A_n = \sqrt{2 \times S\ (f_n\ ) \times \Delta f} \tag{2.2b}$$

Em que A_n é a amplitude, f_n é a frequência, Δ_f é o passo da frequência, $S\ (f_n\ )$ é o espectro de densidade, t é o tempo, ϕ_n é o ângulo de fase, N é o limite do domínio de frequência considerado, $x(t)$ é o valor da variável aleatória no instante t e T_d é a duração da história de tempo (duração da simulação).

2.1.2 Valor Esperado Condicional

Para considerar correctamente os efeitos simultâneos das acções actuantes, a norma utilizada neste trabalho IEC61400-3 [47] considera em muitas das combinações de acções descritas uma correlação entre as grandezas caracteristicas das acções dinâmicas de interesse [48].

As acções que ocorrem em simultâneo são as do vento, ondas e corrente. O vento é considerado como o parâmetro principal uma vez que tem uma grande influência neste tipo de estruturas e o seu comportamento tem efeito nas ondas e na corrente. A altura de onda é considerado como o segundo parâmetro mais importante [48].

Interessa definir a noção de valor esperado condicional (representado por $E[H_s|V_w]$), ou seja o valor da altura de onda H_s sabendo-se que ocorreu o valor de velocidade de vento V_w, uma vez que o referido valor é exigido pela norma IEC61400-3 [47].

Será feita, nos parágrafos seguintes, uma demonstração teórica utilizando apenas 2 variáveis aleatórias discretas: velocidade do vento (X) e altura de onda (Y). Estas duas variáveis aleatórias serão mutuamente dependentes ou correlacionadas uma vez que quanto mais forte for o vento maior será a altura de onda [78]. A distribuição que define o seu comportamento simultâneo é a *Distribuição de Probabilidade Conjunta*.

Seja (X, Y) uma variável aleatória bidimensional discreta. Então [70, 81]:

$$f_{X,Y}\ (x, y)\ =\ P(X = x, Y = y), \quad \forall \quad (x, y)\ \in \Re^2 \tag{2.3}$$

A função de probabilidade conjunta de (X, Y) é representada por $f_{X,Y}\ (x, y)$.

Esta função é definida com recurso a medições simultâneas de dois conjuntos de variáveis discretas distintas, que podem ser representados com grande rigor em gráficos de dispersão (figura 2.3) em que uma das variáveis discretas aleatórias é representada no eixo das ordenadas e a outra no eixo das abcissas - motivo pelo qual (X, Y) é uma variável aleatória *bidimensional* discreta. Posteriormente é calculada a probabilidade dos acontecimentos em simultâneo, ou seja uma determinada probabilidade de ocorrência de um qualquer valor de (X, Y).

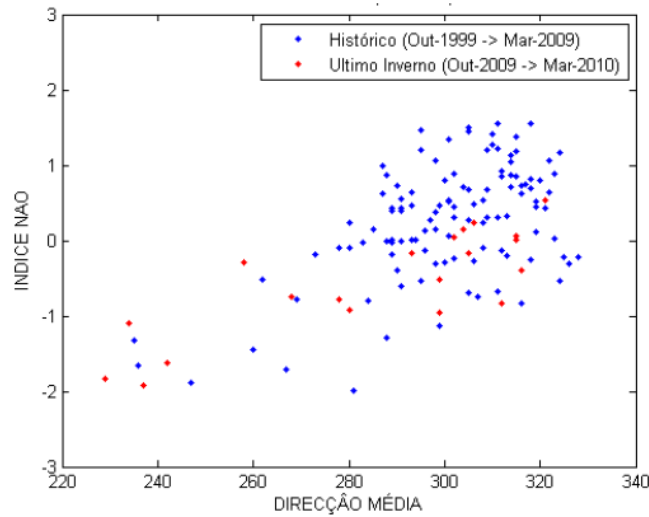



Figura 2.3: Exemplo de gráfico de dispersão com a direcção média dos temporais representada nas abcissas e os padrões de circulação atmosféricos representados nas ordenadas através do NAO (North Atlantic Oscillation) [38].

Como se utiliza mais do que uma variável aleatória, para além da probabilidade conjunta, interessa ainda distinguir a probabilidade de cada variável, X e Y individualmente. Deste modo [70, 81]:

$$f_X\ (x)\ =\ \sum_y\ f_{X,Y}\ (x, y), \quad \forall \quad x\ \in \Re \tag{2.4a}$$

$$f_Y\ (y)\ =\ \sum_x\ f_{X,Y}\ (x, y), \quad \forall \quad y\ \in \Re \tag{2.4b}$$

As variáveis $f_X(x)$ e $f_Y(y)$ representam as Funções de Probabilidade Marginais de X e Y, respectivamente.

Como foi previamente referido, a velocidade do vento tem influência na altura de onda pelo que as variáveis aleatórias X e Y podem ser consideradas dependentes. Deste modo, as probabilidades de ocorrência dos valores associados à variável aleatória X condicionam as probabilidades de ocorrência dos valores associadas à variável aleatória Y.

Este conceito introduz a noção de *Probabilidade Condicional*, definida com recurso às equações 2.5 [70, 81].

$$f_{X|Y=y}\left(x\right) = \frac{f_{X,Y}\left(x,y\right)}{f_{X}\left(x\right)}, \quad \forall \quad x \in \Re \quad \wedge \quad \forall \quad y \in \Re : \ f_{Y}\left(y\right) > 0 \tag{2.5a}$$

$$f_{Y|X=x}\left(y\right) = \frac{f_{X,Y}\left(x,y\right)}{f_{Y}\left(y\right)}, \quad \forall \quad x \in \Re \quad \wedge \quad \forall \quad y \in \Re : \ f_{X}\left(x\right) > 0 \tag{2.5b}$$

As funções representadas nas equações 2.5 dizem-se as funções de probabilidade condicionais de X dado $Y = y$ e de Y dado $X = x$, respectivamente.

As referidas funções são essenciais para a definição do *Valor Esperado Condicional*. Temos assim para um caso discreto e para um par aleatório (X, Y) com $i \neq j$ [70, 81]:

$$E\left[Y_i|X_j = x_j\right] = \sum_{y_i} y_i \ f_{Y_i|X_j = x_j}(y_i), \quad \forall \quad y_i \in \Re \ \wedge \ \forall \quad x_j \in \Re \tag{2.6}$$

Onde $E[Y_i|X_j = x_j]$ representa o valor esperado de Y_i dado que foi registado o valor de X_j ou no caso particular, $E[H_s|V_w]$ representa o valor esperado de altura de onda H_s dado que se registou o valor de velocidade de vento V_w.

Apesar de terem sido definidos apenas os casos discretos, a análise pode ser feita para variáveis contínuas [81].

Para a utilização deste tipo de análise probabilística é, no entanto, necessário que exista um número suficiente de dados simultâneos de velocidades de vento e alturas de onda. A titulo de exemplo refere-se a análise efectuada por Johannessen em 2001 [48], na qual foi definida uma distribuição de probabilidade conjunta da velocidade do vento V_w e da altura de ondas H_s para o Mar do Norte, tendo sido utilizados dados simultâneos resultantes de medições no local de 1973 a 1999.

2.1.3 Multibody Dynamics

Como se viu na figura 1.39, para a componente estrutural o *FAST* utiliza *Multibody Dynamics*. Este tipo de análise enquadra-se no domínio do método dos elementos finitos e é utilizado para modelar o comportamento dinâmico de corpos

interligados entre si [89].

A *Multibody Dynamics* foi inicialmente desenvolvido como uma ferramenta para modelar mecanismos de corpos rígidos simples, mas evoluiu rapidamente até ao ponto de conseguir lidar com sistemas complexos rígidos ou flexíveis e acoplados de diferentes formas. É por isso vastamente utilizado como ferramenta de projecto em muitas áreas da Engenharia Mecânica [12].

O sucesso desta técnica prende-se com a sua flexibilidade [12]:

- Um mecanismo pode ser modelado por um processo em que os seus componentes são identificados através de uma biblioteca de elementos implementada no código;
- Os elementos presentes na biblioteca vão desde corpos rígidos ou flexíveis até sub-estruturas;
- Acoplando os vários elementos, é possível construir um modelo matemático com o nível de precisão necessário.

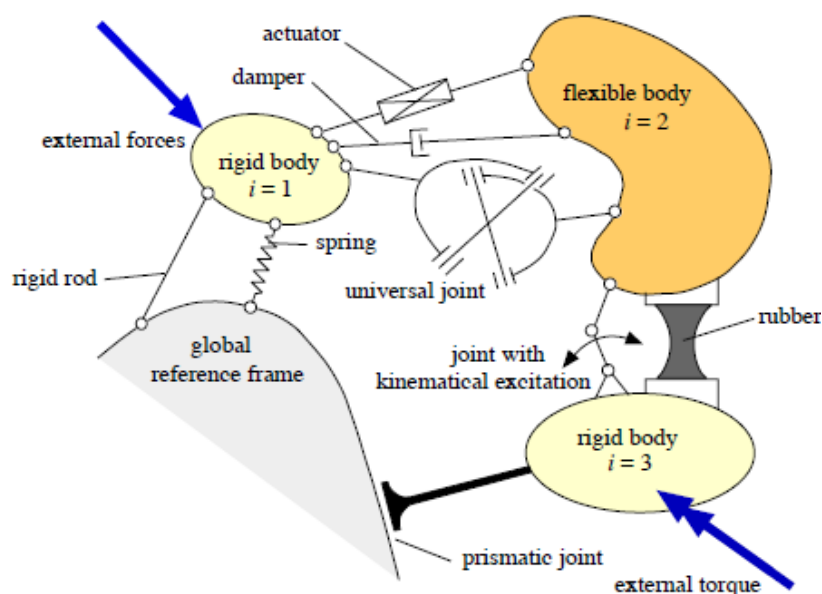



Figura 2.4: Exemplo de corpos rígidos interligados num sistema multi-body [89].

Os corpos rígidos utilizados para a modelação caracterizam-se pelo facto da sua flexibilidade poder ser desprezada (não sofrem deformações) e por poderem ter associados a si massas localizadas. No entanto, negligenciar as deformações de todos os corpos, leva a uma incursão em erros pelo que há a possibilidade de alguns corpos serem considerados flexíveis (deformáveis) [12].

Os corpos rígidos são unidos por meio de ligações. Há inúmeras possibilidades de elementos a considerar nas ligações, desde sistemas de controle a

actuadores, como mostra a figura 2.3. Estes elementos impõem ou introduzem, dependendo dos casos, restrições aos movimentos e carregamentos nos corpos do sistema [12].

O *FAST* possibilita a consideração de um máximo de 24 graus de liberdade (GDL) como mostra a figura 1.41 na secção 1.7.3. O programa de cálculo possibilita ainda que, de entre a totalidade dos GDL passíveis de consideração, sejam considerados apenas os GDL relevantes para a análise que se pretenda efectuar. Excepção feita aos modos de flexão da torre e pás do rotor, em todos os outros GDL é possível a ocorrência de grandes deslocamentos sem perda de precisão do código FAST [55].

As pás e a torre foram modelados como elementos flexíveis sendo assumidos pequenas deformações em cada elemento. A flexibilidade desses membros foi definida através da introdução de diferentes valores de rigidez ao longo do desenvolvimento desses elementos. Também as propriedades de massa dos referidos elementos foram dedinidas ao longo do desenvolvimento dos mesmos. A *nacelle* e o *hub* são modelados no *FAST* como corpos rígidos com valores de massa localizada e inércia apropriados [55].

A plataforma de suporte é considerada no FAST como um corpo rígido, uma vez que se considera bastante mais resistente e inflexível do que as pás e a torre de sustentação, onde os efeitos directos do mar não são tão importantes. A plataforma apresenta ainda, tal como foi referido na secção 1.3.1, 6 graus de liberdade: 3 translacionais e 3 rotacionais [55].

Para além disso considera-se que a torre está encastrada na plataforma flutuante estando o Centro de Massa (CM) e o Centro de Flutuação[1] (COB) da plataforma flutuante situados ao longo do eixo central da torre indeformada [55].

[1] Corresponde ao centro de gravidade do volume de líquido deslocado pela parte submersa do corpo flutuante.

2.2 Conceitos Relativos Ao Vento

Os ventos são originados por diferenças de pressão ao longo da superfície do planeta devido a aquecimentos desiguais por radiação solar. Por exemplo, a quantidade de radiação solar absorvida na superfície terrestre é superior no Equador do que nos Pólos. Num modelo de fluxo simples poderíamos dizer que o ar sobe no Equador e desce nos Pólos [64].

A potência retirada do vento pelas turbinas eólicas é aproximadamente proporcional ao cubo da velocidade do vento, como iremos ver na secção 2.2.5. Deste modo, uma pequena variação da velocidade do vento leva a uma grande variação da potência disponível [37].

A energia eólica é uma fonte de energia intermitente, pois não está sempre disponível. A velocidade do vento varia bastante com o tempo, podendo depender [37, 64]:

- Da situação meteorológica, fortemente dependente da época do ano. Pelo que a produção pode variar entre o Verão e o Inverno num factor de três ou quatro vezes;

- Da altura do dia, podendo em alguns locais existir grandes disparidades nas velocidade do vento medidas durante o dia e durante a noite, devido aos aquecimentos diferenciais da superfície terrestre.

Analisando o vento num determinado local, pode discernir-se a influência de alguns factores que condicionam a velocidade e a continuidade do seu fluxo, pelo que interessa caracterizar o vento e os seus efeitos relacionados.

2.2.1 Caracterização e Efeitos do Vento

A velocidade do vento medida num local mostra variações no espaço, tempo e direcção [18, 64, 84].

A figura 2.5 torna claro que a velocidade média do vento aumenta em altura e que a velocidade real do vento varia no tempo e direcção em torno do seu valor médio devido ao efeito da turbulência [18, 84].

Em termos médios, o vento é habitualmente caracterizado por uma velocidade crescente em altura. No entanto, as flutuações do escoamento conduzem à consideração da sobreposição de duas componentes [18].

A primeira componente, de comportamento mais regular, é função somente da altura ao solo (z) e denomina-se velocidade média do vento. A velocidade média é calculada com base num período que caia dentro do vazio espectral

(ver figura 2.6), tipicamente entre 10 minutos e 1 hora, e representa o regime quase-estacionário[2] de energia disponível para a turbina [22, 84].

(a) Variação da velocidade do vento com o tempo.

(b) Variação da velocidade do vento com a altura.

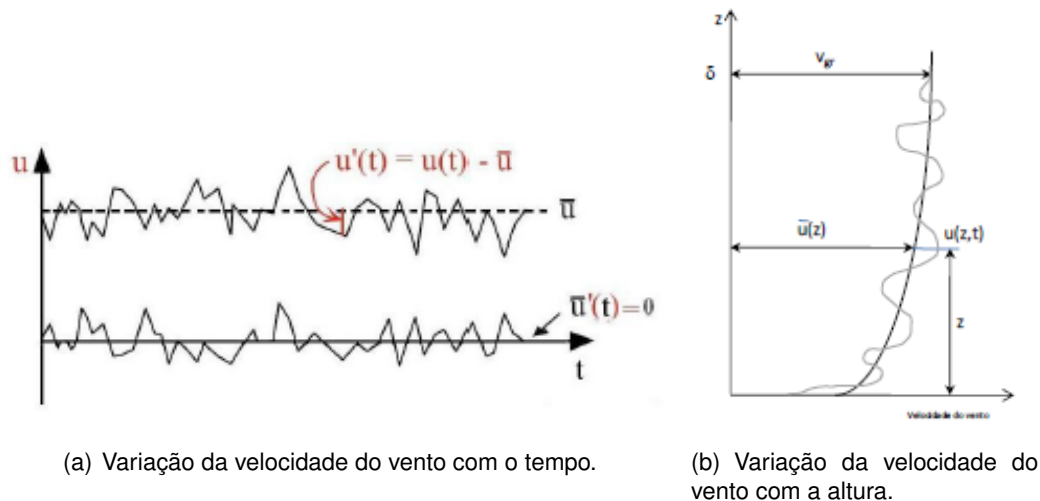



Figura 2.5: Variabilidade das velocidades do vento com o tempo e em altura [18].

A segunda componente, de comportamento variável, é função da altura ao solo (z) e ainda função do tempo (t). O seu comportamento variável deve-se à sua instabilidade provocada pela turbulência. A turbulência afecta também a energia disponível, mas de forma indirecta, uma vez que a turbina não reage a flutuações rápidas na velocidade ou na direcção do vento [22].

Deste modo, a equação 2.7 traduz as variações temporais e espaciais (em altura) da velocidade do vento [18]:

$$u(z,t) \;=\; \overline{u}(z) + u'(z,t) \tag{2.7}$$

A existência de uma zona de vazio espectral (figura 2.6), com muito pouca energia associada, permite tratar separadamente as duas componentes características do vento e encarar a turbulência como uma perturbação ao escoamento quase-estacionário caracterizado por uma velocidade média [22].

A zona *mesometereológica* está associada a frequências baixas, correspondendo a maiores períodos de tempo, estando relacionada com o movimento de grandes massas de ar (ver a secção 2.2.2).

A zona *micrometerológica* está associada a frequências mais elevadas, correspondendo a períodos muito curtos de tempo, estando profundamente ligada à turbulência (ver a secção 2.2.3) [22].

[2]Classifica-se como Quase-Estacionário, no sentido em que as variações são lentas, quando comparadas com as variações associadas à turbulência, este assunto será tratado com mais destaque em 2.2.2 e 2.2.3.

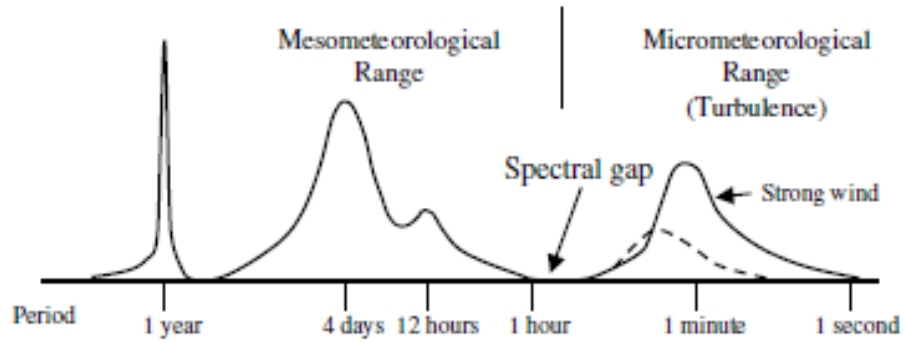



Figura 2.6: Espectro de frequências do vento ao longo de uma grande gama de valores de frequência [84].

Variação da Velocidade com Altura Nos problemas relacionados com o aproveitamento da energia eólica é frequente apresentar-se a distribuição da velocidade com a altura utilizando-se os modelos da *Lei Exponencial* e da *Lei Logarítmica*. A *Lei Exponencial* é o modelo mais simples, apresentando assim a vantagem da sua fácil utilização. Contudo os resultados obtidos não possuem a mesma precisão da *Lei Logarítmica* [61].

A *Lei Exponencial* é expressa por:

$$U_w(z) \; = \; U_{w,r} \; \left(\frac{z}{z_r}\right)^{\alpha_{rug}} \tag{2.8}$$

A *Lei Logarítmica* é expressa por:

$$U_w(z) \; = \; U_{w,r} \; \frac{ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \tag{2.9}$$

E que $U_w(z)$ representa a velocidade média do vento à cota z, $U_{w,r}$ representa a velocidade média do vento à cota de referência, z_r representa a cota de referência, z_0 representa o comprimento de rugosidade da superfície e α_{rug} representa o coeficiente da lei exponencial - neste caso o coeficiente de rugosidade da superfície.

Rugosidade da Superfície Como foi referido, a variação da velocidade do vento com a altura, utilizando tanto a lei exponencial como a logarítmica, está dependente de parâmetros relativos à rugosidade da superfície - quer seja o comprimento de rugosidade da superfície (z_0 em metros) ou o coeficiente de rugosidade da superfície (α_{rug}). Os valores característicos para estes dois parâmetros são apresentados na tabela 2.1.

Superfície	z_0 (m)	α_{rug} $(-)$
Centro da Cidade	1-10	0,40
Cidades, Florestas	0,7	
Suburbios	0,3	0,30
Vilas	0,1	
Aldeias	0,03	0,16
Relvados Planos	0,01	
Deserto, Mar Severo	0,001	0,12
Mar Calmo	0,0002	

Tabela 2.1: Valores do coeficiente de rugosidade (α_{rug}) e do comprimento de rugosidade (z_0) [16].

A rugosidade de uma determinada área é dada pela distribuição dos seus elementos. Pelo que quanto mais densos e altos forem, maior será a rugosidade, isto é, maior será a dificuldade de deslocamento do fluxo de vento [61].

Presença de Obstáculos e Efeito de Sombra Os obstáculos têm uma influência significativa na diminuição da velocidade do vento e são fontes de turbulência na sua vizinhança, como se pode ver na figura 2.7. O escoamento é influenciado por vários factores do obstáculo, como: a forma dos obstáculos, a distância entre eles, a sua porosidade, etc [22, 61].

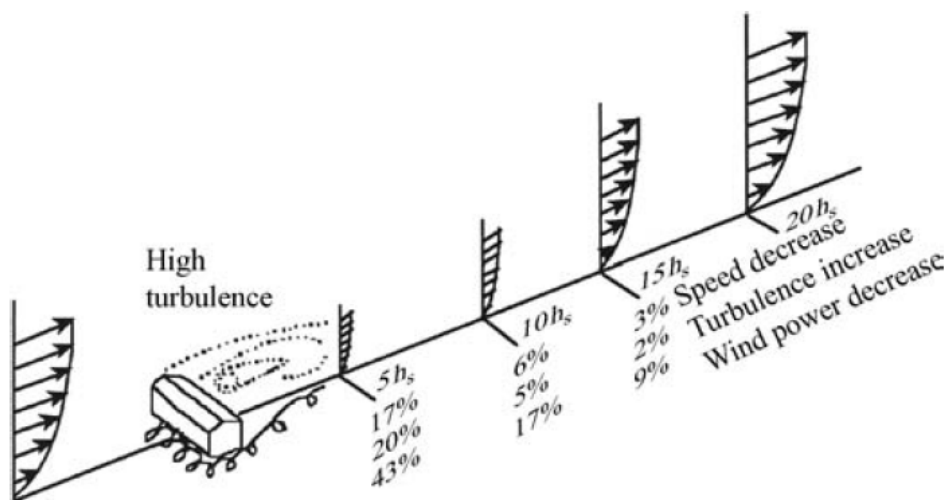



Figura 2.7: Consequências da presença de um obstáculo no fluxo do vento [64].

A figura 2.7 mostra o modo como o escoamento é afectado na área posterior ao obstáculo, podendo verificar-se que para além da criação de uma zona turbulenta (que se pode estender até cerca de três vezes a altura do obstáculo - h_s) há também uma diminuição da velocidade do vento e consequentemente da energia disponível [22, 64].

O *Efeito de Sombra* refere-se aos efeitos provocados pela passagem do vento na torre. Tal como qualquer obstáculo, a torre também provocará uma descida da velocidade e um aumento da turbulência a jusante da torre.

Esta perturbação no fluxo do vento é um dos principais motivos da maior utilização das turbinas *upwind* em relação às turbinas *downwind*, uma vez que estando as pás da turbina *downwind* "atrás" da torre, as pás vão ser afectadas pelo efeito de sombra, o que provoca uma diminuição da produção de energia da turbina e vibrações nas pás que se alastram para a restante estrutura [64].

Efeito de Esteira Outro aspecto a considerar é o chamado efeito de esteira. Uma vez que uma turbina eólica produz energia mecânica a partir da energia do vento incidente, o vento que sai da turbina tem um conteúdo energético muito inferior ao do vento que entrou na turbina [22].

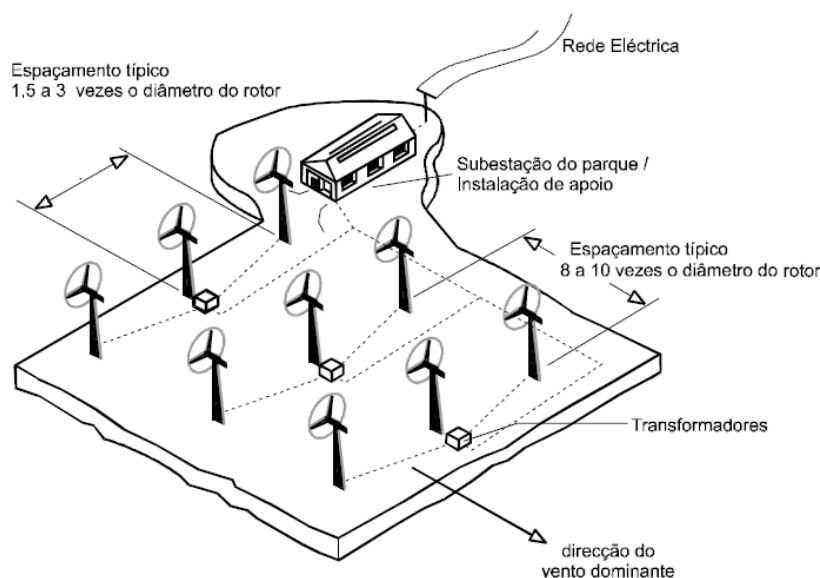



Figura 2.8: Espaçamento entre turbinas num parque eólico devido ao efeito de esteira [36].

De facto, na parte de trás da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento e com velocidade reduzida relativamente ao vento incidente [22].

É por esta razão que a colocação das turbinas dentro de um parque eólico deve ser efectuada de modo criterioso. É habitual espaçar as turbinas de uma distância entre cinco e nove diâmetros na direcção preferencial do vento e entre três e cinco diâmetros na direcção perpendicular. Mesmo tomando estas medidas, a experiência mostra que a energia perdida devido ao efeito de esteira, nos parques eólicos, é de cerca de 5% [22].

2.2.2 Distribuição das Velocidades do Vento em Períodos Temporais Longos

A distribuição de velocidades do vento em períodos temporais longos refere-se à distribuição das velocidades médias do vento [27].

A distribuição anual das velocidades do vento é muito dependente das características especificas do local como foi visto, e, mesmo a média da velocidade do vento anual é variável de ano para ano, pelo que é preferível que sejam utilizadas medidas de vários anos [84].

A figura 2.9 é exemplo de como até a direcção do vento influencia a média da velocidade do vento anual, mostrando que as probabilidades de ocorrência de uma determinada velocidade de vento podem variar consoante a direcção de medição.

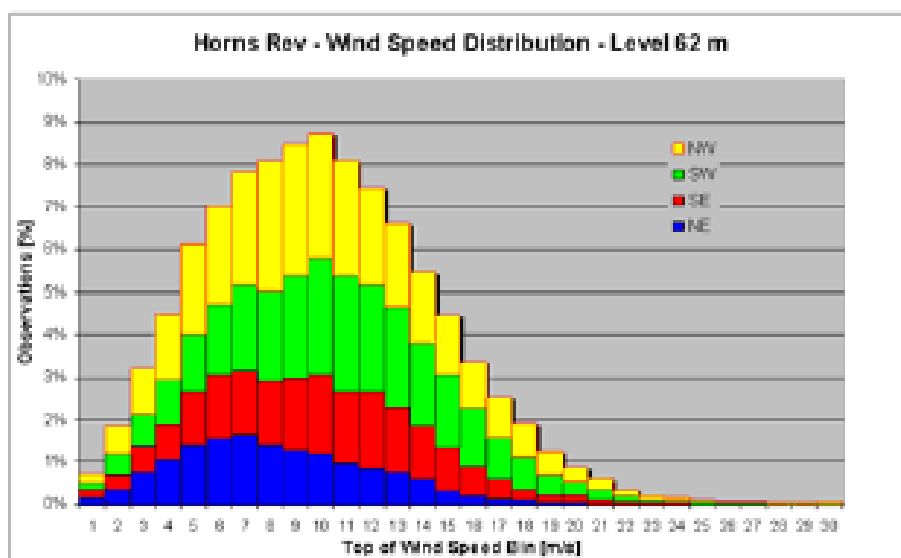



Figura 2.9: Distribuição anual das velocidades de vento para várias direcções medidas em Horns Rev à cota de 62 metros [84].

Para o caso de variações lentas de velocidade medidas em longos períodos temporais, a analise pode ser efectuada com recurso a distribuições estatísticas, do tipo densidade de probabilidade. Este tipo de distribuições representa a probabilidade da velocidade do vento ser igual a um determinado valor [22].

Uma função densidade de probabilidade deve, para fins de utilização prática, satisfazer dois requisitos principais [61]:

- O gráfico gerado deve representar, o mais aproximadamente possível, o histograma de velocidades;

- A função de probabilidade deve ser de fácil associação ao regime dos ventos que se deseja simular.

Há duas distribuições de probabilidade que são usualmente usadas em analises de vento: a de *Weibull* e a de *Rayleigh*. A de *Rayleigh* baseia-se somente num parâmetro, a velocidade média do vento ($\overline{U}$) enquanto que a de *Weibull* se baseia em dois parâmetros característicos, pelo que pode representar melhor uma maior variedade de regimes de vento. A Distribuição de *Weibull* é, por isso, vastamente utilizada para modelar a distribuição de velocidades médias do vento para períodos de 10 minutos a 1 hora [27, 64].

Distribuição de Probabilidade de Weibull O uso da função densidade probabilidade de Weibull requer o conhecimento de dois parâmetros: um factor de forma k e um factor de escala c. Ambos são função da velocidade média do vento ($\overline{U}$) e do desvio padrão da intensidade da turbulência (σ_U) [64].

A distribuição densidade probabilidade de Weibull é assim definida como:

$$p(U) \ = \ \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \tag{2.10}$$

A função probabilidade acumulada de Weibull é assim definida como:

$$F(U) \ = 1 \ - \ e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \tag{2.11}$$

Em que:

- k e c são os factores de forma e escala, respectivamente.
- U é a velocidade do vento para qual se pretende saber a probabilidade de ocorrência.

É possível obter os valores de k e c através de expressões analíticas (Justus, 1978), empíricas (Lysen, 1983) e gráficas (Rohatgi e Nelson, 1994) [64]. A tabela 2.2 representa os valores sugeridos por alguns autores para diferentes locais.

	Tempel [84]			Ronold [78]
parâmetro/local	offshore	costa	onshore	Mar do Norte
c	11,3	9	7,3	8,426
k	2,2	2	1,76	1,708

Tabela 2.2: Parâmetros da distribuição de Weibull k e c sugeridos por diferentes autores [78, 84].

Os dois parâmetros referidos, mas sobretudo o parâmetro k, têm grande influência na distribuição de probabilidades de Weibull, como se pode ver na figura 2.10. Um valor mais elevado de k como $2,5$ ou 3 é indicativo de um local onde a variação horária em torno da média anual é pequena. Um valor mais baixo de k como $1,5$ ou $1,2$ indica uma maior variabilidade em torno da média [16].

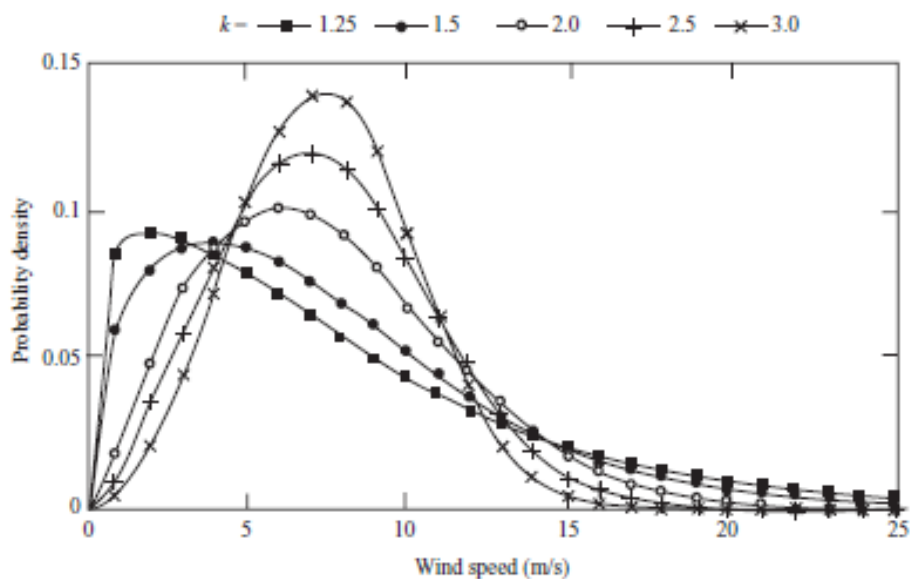



Figura 2.10: Alteração da distribuição de velocidades com a alteração do parâmetro *k* [16].

Distribuição de Probabilidade de Rayleigh A distribuição de Rayleigh não é mais do que um caso especial da distribuição de Weibull, no qual o factor de forma é igualado a dois ($k = 2$). Este valor é um valor bastante característico e representativo de uma grande variedade de locais [16, 22].

Como se pode ver pela figura 2.11, a distribuição densidade probabilidade de Rayleigh oferece, para valores de velocidade média do vento mais elevados, maiores probabilidades de ocorrência de ventos mais fortes.

A distribuição densidade probabilidade de Rayleigh é assim definida como:

$$p\left(U\right) \; = \; \frac{\pi}{2} \left(\frac{U}{\overline{U}^2}\right) \; e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\overline{U}}\right)^2} \tag{2.12}$$

A função probabilidade acumulada de Rayleigh é assim definida como:

$$F(U) \; = 1 \; - \; e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\overline{U}}\right)^2} \tag{2.13}$$

Em que:

- $\overline{U}$ é a velocidade média do vento.
- U é a velocidade do vento para qual se pretende saber a probabilidade de ocorrência.

Esta distribuição é de simples aplicação para representação de probabilidades de ocorrência de velocidades de vento, visto depender de um único factor $\overline{U}$ [64].

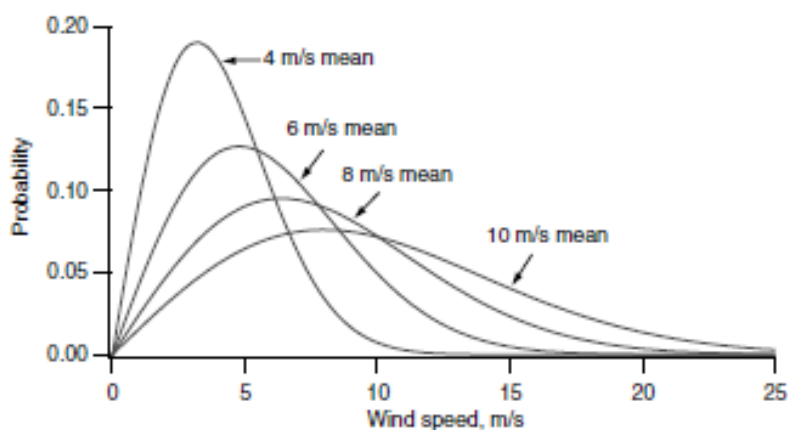



Figura 2.11: Distribuição probabilidade densidade de Rayleigh para diferentes velocidades médias de vento [64].

2.2.3 Distribuição da Velocidade do Vento em Períodos Temporais Curtos

Os períodos temporais curtos são caracterizados por uma grande variabilidade da velocidade do vento, devido à turbulência. A turbulência é causada, como foi indicado, por diversos factores mas essencialmente pela existência de obstáculos naturais e/ou artificiais a perturbar o fluxo de vento [18].

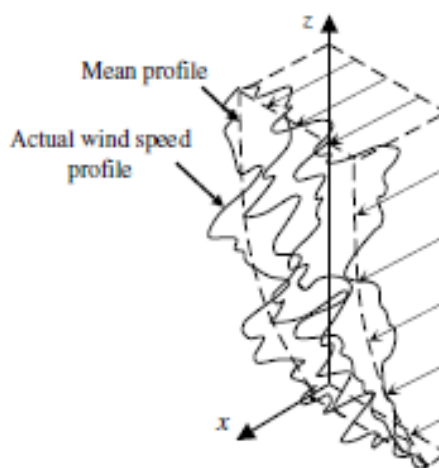



Figura 2.12: Variação da velocidade do vento, por efeito da turbulência, em torno do seu valor médio (crescente em altura) [84].

A turbulência é responsável pela parcela variável do vento $u'(z,t)$ definida na equação 2.7, representativa da aleatoriedade do vento em torno da variação da

sua velocidade média [22]. Este aspecto é ilustrado nas figuras 2.5 e 2.12.

A turbulência atmosférica afecta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direcção do vento; contudo, o seu impacto é bastante mais significativo ao nível dos esforços a que a turbina fica submetida. A componente variável do vento pode ainda conter energia significativa em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica. Estes motivos levam a que a turbulência seja considerada um factor determinante no projecto de turbinas eólicas [22].

O vento turbulento é normalmente decomposto em três direcções: longitudinal, lateral e vertical. A componente longitudinal acompanha a direcção proeminente do vento, sendo designada por $u(z,t)$. A componente lateral é horizontalmente perpendicular à componente longitudinal, sendo designada por $v(z,t)$. Por ultimo, a componente $w(z,t)$ designa a componente vertical do vento turbulento [18, 64].

Uma medida utilizada para caracterizar a turbulência é a intensidade da turbulência I_t, definida como:

$$I_t = \frac{\sigma_U}{\overline{U}} \tag{2.14}$$

Onde $\overline{U}$ representa a velocidade média do vento e σ_U representa o desvio padrão da turbulência, definido através dos valores da amostra pela equação 2.15:

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N_s - 1} \sum_{i=1}^{N_s} \left(u_i - \overline{U}\right)^2} \tag{2.15}$$

Onde N_s representa o número total de medições da amostra e u_i representa o valor de cada medição [64].
Tem-se observado que a intensidade de turbulência diminui geralmente com o aumento de velocidade do vento [27] como se pode ver na figura 2.13. Os seus valores situam-se geralmente entre os 10% e os 30%, ocorrendo os valores máximos para as velocidades mais baixas [64].

Para a sua componente longitudinal, o facto da turbulência ser em parte provocada por objectos e/ou rugosidade da superfície, permite perceber que a intensidade da turbulência diminui com o acréscimo de altura [22, 64].

Num parque eólico offshore, a generalidade das normas atribui um valor médio de intensidade de turbulência superior, para contabilizar os efeitos de sombra e de esteira, que o fluxo de vento sofre ao ser disturbado quando passa por uma turbina eólica [27].

A turbulência é completamente irregular e não pode ser descrita de uma maneira determinística, sendo portanto necessário recorrer a processos estocásticos para a sua definição [22].

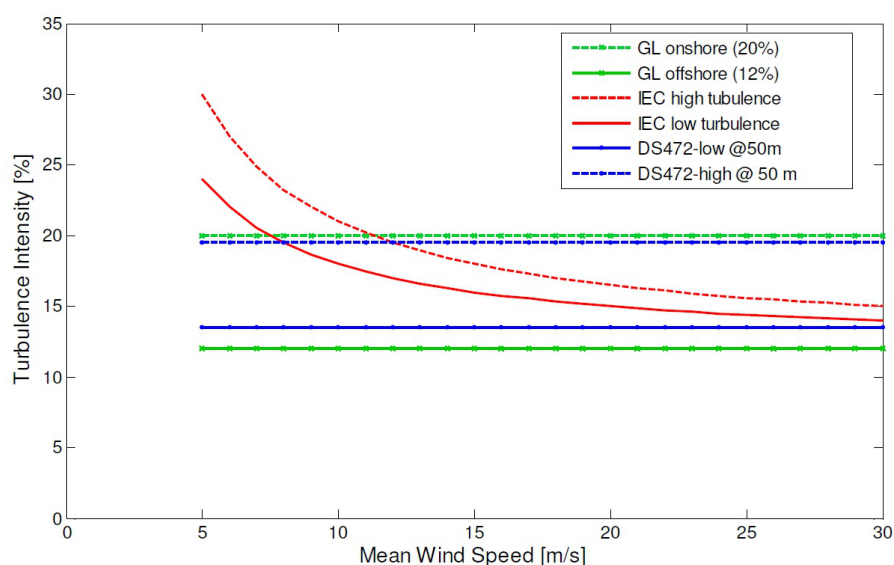



Figura 2.13: Variação da intensidade de turbulência do vento prescrita por várias normas, em função da velocidade do vento [84].

Normalmente, elaboram-se o espectros de densidade do vento para uma definição mais focada. A vantagem dos espectros baseia-se no facto da informação se encontrar disponibilizada no domínio da frequência.

Deste modo, as faixas de frequência associadas a um nível superior de energia são imediatamente identificadas, possibilitando que a turbina possa ser projectada de modo a evitar que as frequências características dos seus modos próprios de vibração se situem nessas faixas [22].

Os espectros de *Von Karman* e *Kaimal* são os mais utilizados, baseando-se na velocidade média do vento ($\overline{U}$), na intensidade de turbulência (I_t) e num integral de escala do comprimento do espectro (L_U) [84].

σ_U	Desvio Padrão da Turbulência	$[m/s]$
L_U	Integral de Escala do Comprimento	$[m]$
$\overline{U}$	Velocidade Média do Vento	$[m/s]$
f	Frequência	$[Hz]$

Tabela 2.3: Grandezas de interesse para os espectros de densidade do vento [84].

O espectro de *Von Karman* dá uma boa descrição da turbulência em túneis de vento, enquanto o espectro de *Kaimal* dá um melhor ajuste para observações empíricas de turbulência atmosférica. Acredita-se que o espectro de *Von Karman* possa dar uma boa representação da turbulência atmosférica para altitudes superiores a 150 metros, tendo no entanto algumas deficiências em altitudes mais baixas [16].

Von Karman

$$S_{Karman}\left(f\right) \;=\; \frac{\sigma_U^2\; 4\; \frac{L_U}{\overline{U}}}{\left(1+70,8\;\left(\frac{f\;L_U}{\overline{U}}\right)^2\right)^{\frac{5}{6}}} \tag{2.16}$$

Kaimal

$$S_{Kaimal}\left(f\right) \;=\; \frac{\sigma_U^2\; 4\; \frac{L_U}{\overline{U}}}{\left(1+6\;\frac{f\;L_U}{\overline{U}}\right)^{\frac{5}{3}}} \tag{2.17}$$

É de vincar que as constantes destes dois espectros variam consoante a norma consultada bem como a definição do Integral de escala de comprimento [16].

De acordo com a tabela B1 do IEC61400-1 [46] o integral de escala de comprimento vem dado pela equação 2.18:

$$L_U \;=\; 8,1 \times\; \lambda_1 \tag{2.18}$$

Vindo λ_1 definido em 6.3 (b) do IEC61400-1 [46] como:

$$\lambda_1 \;=\; 42\; m \qquad \rightarrow \quad z\; >\; 60\; m \tag{2.19}$$

Para uma situação de turbulência normal (NTM) de acordo com 6.3.1.3 do IEC61400-1 [46], σ_U vem dado pela equação 2.20:

$$\sigma_U \;=\; I_{ref}\;\left(0,75\; V_{hub}\;+\;5,6\right) \tag{2.20}$$

O valor de I_{ref} é atribuído na tabela 1 do IEC61400-1 [46] estando dependente da classe da turbina, V_{hub} refere-se à velocidade do vento à cota da hub.

As expressões dos espectros aqui apresentadas referem-se à direcção longitudinal, uma vez que é a de maior interesse para a análise efectuada, no entanto estes espectros têm expressões correspondentes para as direcções lateral e vertical [3].

Rajadas Uma rajada é um evento discreto dentro dum modelo de vento turbulento. Caracteriza-se por um aumento súbito da velocidade do vento num espaço de tempo muito curto.

A rajada é também um fenómeno estocástico, havendo no entanto modelos determinísticos que procuram descrevê-lo da melhor forma possível. A figura 2.14 ilustra as diferenças entre rajadas definidas das duas formas.

O modelo determinístico de definição de uma rajada, cuja figura 2.15 ilustra, é definido por quatro elementos [84]:

[3] Para as expressões referentes aos espectros e integrais de escala nas direcções lateral e vertical, consultar [16].

- Amplitude;
- Tempo de elevação;
- Máxima variação de rajada;
- Tempo de lapso.

As acções do vento causadas por rajadas na estrutura da turbina são assim afectadas por estes quatro factores [84]. No entanto o factor mais importante a determinar numa rajada é a sua velocidade [64, 84].

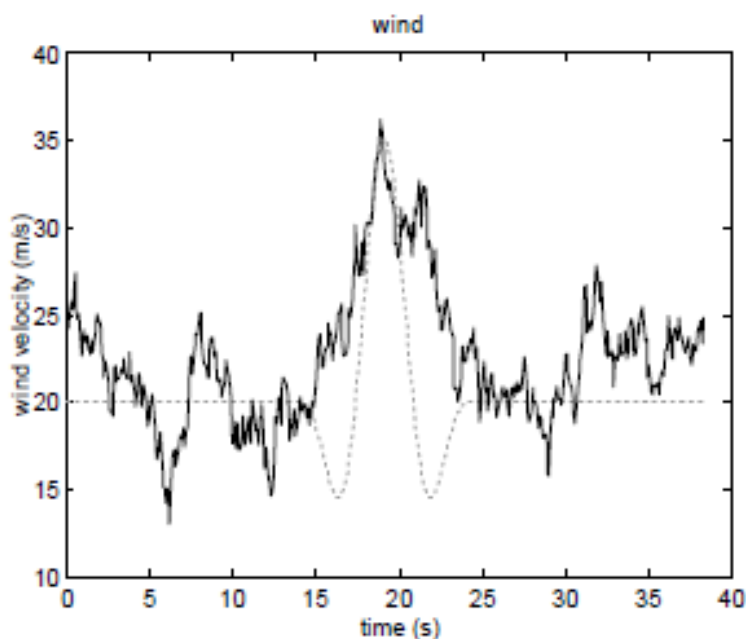



Figura 2.14: Diferença entre uma rajada estocástica (sólido) e uma rajada determinística (pontos) [27].

A rajada pode ocorrer a qualquer instante de um determinado intervalo de tempo. Esta situação é usualmente representada por um factor de rajada $G(t)$ que é o rácio entre a velocidade da rajada $U_{gust}(t)$ e a velocidade média do vento, $\overline{U}$. Este factor está dependente da duração da rajada t e da Intensidade da Turbulência I_t [64, 84].

O gráfico da figura 2.16, resulta dos valores obtidos pela formulação de Wieringa usada para determinar o factor de rajada $G(t)$ com uma determinada duração t afectado por uma intensidade de turbulência longitudinal I_u [64, 84]. A equação 2.21 define a Formulação de Wieringa para determinação do factor de rajada:

$$G(t) \ = \ 1 \ + \ 0,42 \times I_u \ ln \left(\frac{3600}{t} \right) \tag{2.21}$$

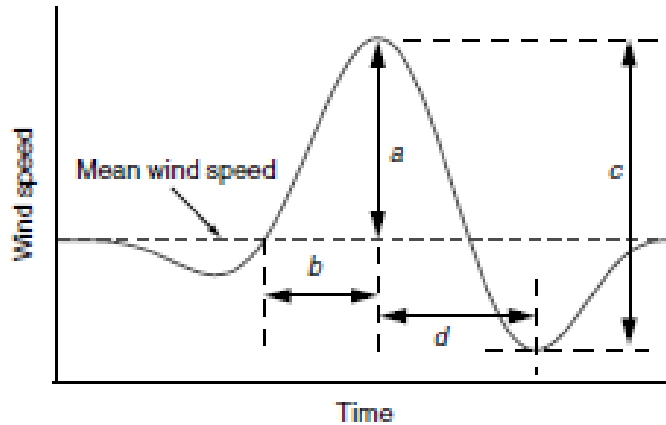



Figura 2.15: Variação da velocidade do vento, por efeito de uma rajada e ilustração dos parâmetros que a caracterizam [84]: (a) Amplitude; (b) Tempo de Elevação; (c) Variação Máxima da Rajada; (d) Tempo de Lapso.

O factor de rajada $G(t)$ é usado posteriormente para converter a velocidade média do vento $\overline{U}$ em velocidade máxima da rajada de duração t, como mostra a equação 2.22:

$$U_{gust}\ (t)\ =\ G(t) \times \overline{U} \tag{2.22}$$

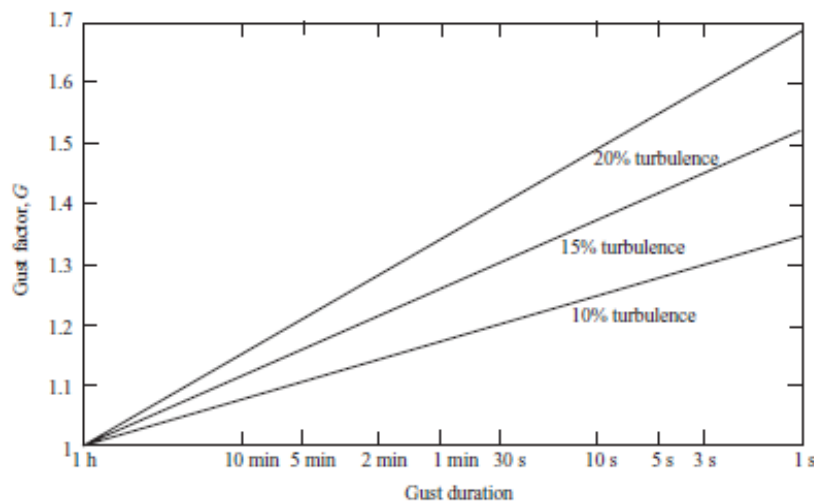



Figura 2.16: Factor de rajada obtido pela formulação de Wieringa para diferentes durações t e intensidades de turbulência longitudinal I_u [16]

É de referir que, as diferentes normas existentes estabelecem diferentes expressões para definir a Intensidade de turbulência segundo a direcção longitudinal, lateral e vertical (I_u, I_v e I_w) [16].

2.2.4 O Vento Offshore em Portugal

Como se viu na secção 1.5.1, o *EOLOS 2.0*, desenvolvido pelo INETI é uma base de dados bastante completa e de acesso livre. As informações contidas vão do impacto ambiental e ligações à rede eléctrica até ao potencial eólico e análise económica de 57 locais em Portugal Continental. Interessam no entanto para esta dissertação os valores característicos do vento português offshore.

Em Portugal o INETI dedica-se ainda à realização sistemática de medições da velocidade do vento. O INETI tem publicada uma versão muito completa do Atlas Português de Vento, de que se apresenta um exemplo na figura 2.19.

Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m\,s^{-1}$	$W m^{-2}$	$m\,s^{-1}$	$W m^{-2}$	$m\,s^{-1}$	$W m^{-2}$	$m\,s^{-1}$	$W m^{-2}$	$m\,s^{-1}$	$W m^{-2}$
(purple)	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
(red)	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
(orange)	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
(green)	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
(light blue)	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Figura 2.17: Distribuição das velocidades do vento offshore na Europa de acordo com o Atlas Europeu de Vento Offshore [7]

O *Windatlas* [7] apresenta mapas de velocidades médias do vento onshore e offshore de várias localizações do globo, como se pode ver no exemplo da Europa ilustrado na figura 2.17.

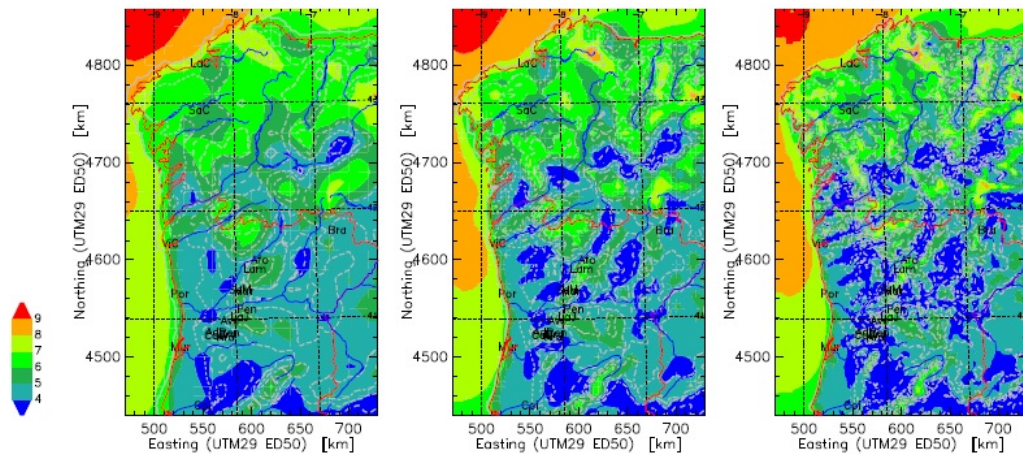



Figura 2.18: Distribuição das velocidades do vento na Galiza e Norte de Portugal a uma altura de 50 metros [39].

Na concepção de um mapa representativo do potencial eólico de uma dada região são utilizados modelos numéricos de *mesoescala*, uma vez que se torna necessário simular a variabilidade espacial e temporal da evolução do escoamento na superfície terrestre de forma a caracterizar estatistícamente a climatologia dos processos físicos relativos à orografia da região [61].

(a) $h = 10\,m$ (b) $h = 60\,m$ (c) $h = 80\,m$

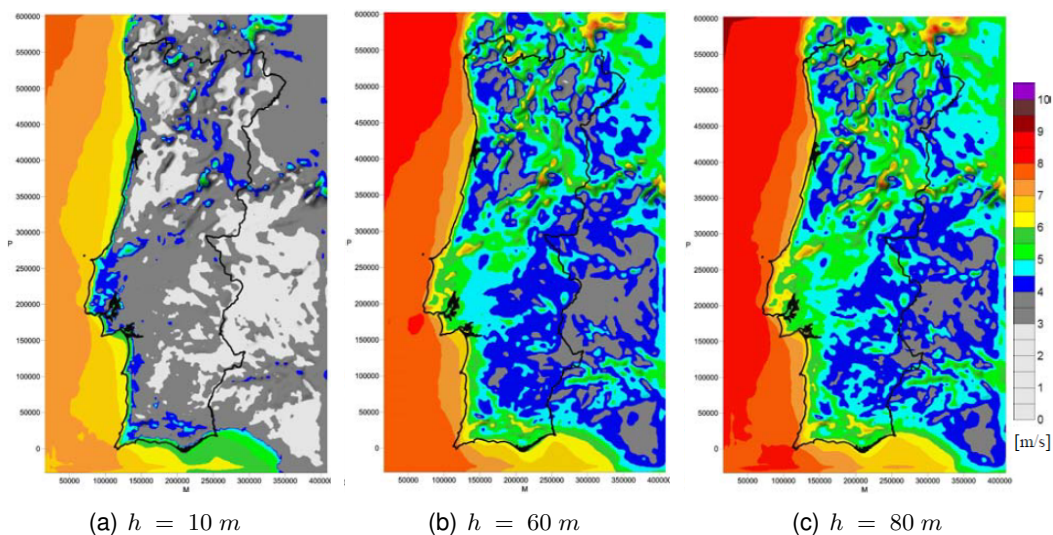



Figura 2.19: Distribuição das velocidades do vento ao longo da Costa Portuguesa a diversas alturas de referência - h - em metros [32].

Em Portugal o recurso eólico offshore apresenta valores intermédios. A Costa Portuguesa é caracterizada por velocidades médias do vento, a 100 m de altura, da ordem dos 8 m/s (como se pode ver por observação das figuras 2.17, 2.18 e 2.19), sendo estes valores superiores às velocidades do vento registadas em terra [22].

2.2.5 Energia e Potência Extraída do Vento

Para a captação da energia contida no vento é necessária a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento. Actualmente, as turbinas são projectadas para atingirem a potência máxima para velocidades do vento na ordem dos 10 aos 15 m/s (*Rated Wind Speed* descrito na secção 2.2.7) [22].

A energia disponível para ser captada pela turbina eólica corresponde à energia cinética associada à coluna de fluxo de ar que passa pela área varrida pelo rotor, como mostra a figura 2.20 [64].

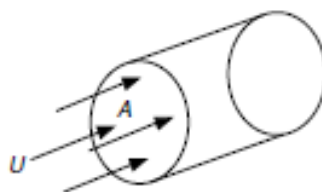



Figura 2.20: Passagem de ar pelo rotor: em que A representa a área do rotor e U a velocidade do vento [64].

Da equação da continuidade da Mecânica de Fluídos, o fluxo de massa dm/dt que passa na área de varrimento do rotor A_r, é função da densidade do ar ρ_{ar} e da velocidade do vento U, (assumida uniforme) como mostra a equação 2.23 [64].

$$\frac{dm}{dt} = \rho_{ar}\ A_r\ U \tag{2.23}$$

Uma vez que a potência P é uma grandeza que determina a energia (neste caso cinética) obtida por unidade de tempo, a seguinte relação descrita na equação 2.24 é válida [64].

$$P = \frac{d\ E_c}{dt} = \frac{1}{2}\ \frac{dm}{dt}\ U_{vento}^2 = \frac{1}{2}\ \rho_{ar}\ A_r\ U^3 \tag{2.24}$$

Da equação 2.24 concluí-se que a potência disponível para ser captada no vento é proporcional:

- À densidade do ar - ρ_{ar};
- Ao quadrado do diâmetro D da área de varrimento das pás do rotor - A_r = (π D^2) / 4;
- Ao cubo da velocidade do vento - U.

Este é o motivo que explica a necessidade de colocação das turbinas eólicas em locais onde a velocidade do vento se faça sentir com maior intensidade, uma vez que a velocidade do vento é sem duvida o factor que mais afecta a potência disponível [22, 64].

Teorema de Betz A energia cinética disponível no vento não pode, no entanto, ser inteiramente aproveitada pela turbina eólica. Deste modo, através do Teorema de Betz, surge um coeficiente de potência C_P que caracteriza o nível de rendimento de uma turbina eólica [61].

O teorema de Betz indica que, independentemente da forma construtiva da turbina, apenas $16/27$, cerca de 59%, da energia cinética contida no vento pode ser transformada em energia mecânica [44, 64]. Nos parágrafos seguintes é explicitado como através do teorema de Betz se chega a esse valor.

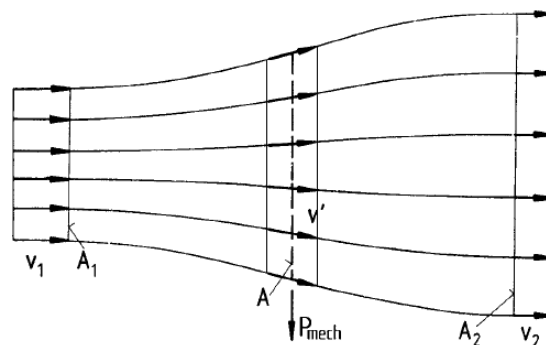



Figura 2.21: Condições do fluxo de ar devido à extracção de energia mecânica através da energia cinética do fluxo, de acordo com o Teorema de Betz [44].

Na figura 2.21, V_1 representa a velocidade do vento incidente no rotor da turbina eólica e V_2 representa a velocidade após a passagem pelo rotor sendo ambas as velocidades paralelas ao eixo do rotor [61]. Note-se que $V_1 > V_2$ uma vez a passagem do vento pela turbina eólica provoca uma perda de velocidade do vento devido à transformação de energia cinética em mecânica por parte da turbina eólica [22].

O *factor de indução axial* α_i pode ser definido como o decréscimo na velocidade de vento entre a posição a montante 1 e a jusante 2 do rotor (figura 2.21). Este

factor é definido pelas equações 2.25 [44].

$$\alpha_i = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \tag{2.25a}$$

$$V_2 = V_1 \, (1 - \alpha_i) \tag{2.25b}$$

Seja o factor de indução axial definido como mostram as equações 2.25, o coeficiente de potência C_P pode ser definido como [44]:

$$C_P = 4\alpha_i (1 - \alpha_i)^2 \tag{2.26}$$

O valor máximo de C_P é determinado derivando a equação 2.26 em ordem a α_i e igualando a zero. Obtém-se assim um valor máximo de $C_P = 16/27$ para um valor de $\alpha = 1/3$ [44].

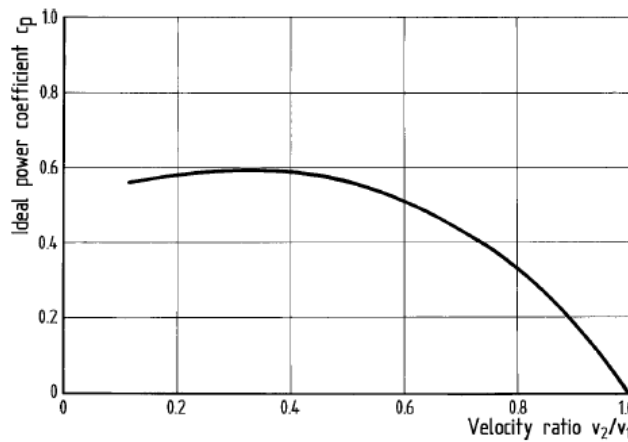



Figura 2.22: Gráfico da relação entre coeficiente de potência C_P e as velocidades antes V_1 e após V_2 a passagem do vento no rotor [44].

Uma vez que C_P é o factor adimensional que condiciona o rendimento do aerogerador, a relação expressa pela equação 2.27 torna-se válida [44, 64].

$$C_P = \frac{P_m}{P} \tag{2.27}$$

Nesta equação, P_m representa a potência mecânica extraída do vento e P a potência total disponível no fluxo de vento. A potência extraída do vento pela turbina eólica pode ser definida com recurso à equação 2.28. Esta equação surge da combinação entre as equações 2.24 e 2.27.

$$P_m = \frac{1}{2} \, \rho_{ar} \, A_r \, U_{vento}^3 \, C_P \tag{2.28}$$

Acção exercida sobre o rotor A acção exercida pelo vento, quando a turbina se encontra em funcionamento é decorrente do teorema de Betz e definida pela equação 2.29 [20].

$$F_{rotor} = A_r \, \rho_{ar} \frac{V_1 + V_2}{2} \, (V_2 - V_1) \tag{2.29}$$

Em que A_r representa a área do rotor, ρ_{ar} é a massa especifica do ar, V_1 é a velocidade do vento incidente sobre o rotor e V_2 a velocidade do vento à saida deste.

Quando a turbina está parada, o cálculo da força exercida no rotor assemelha-se ao cálculo da força exercida na torre [29].

Acção exercida sobre a torre A acção exercida pelo vento sobre a torre pode ser calculada através da equação 2.30 [18, 20]:

$$F_{torre} = C_r \, \frac{1}{2} \, \rho_{ar} \, U_{vento}^2 \, A_t \tag{2.30}$$

Em que A_t representa a área projectada da torre perpendicularmente ao fluxo de ar e C_r é um coeficiente: de resistência aerodinâmico segundo [20], de pressão segundo [18].

Relembre-se que a velocidade do vento U_{vento} varia no tempo e em altura.

2.2.6 Acções Exercidas nas Pás

A geometria das pás do rotor determina a quantidade de energia que é extraída a cada velocidade do vento. A figura 2.23 ilustra as forças presentes numa pá.
As grandezas intervenientes numa pá, evidenciadas na figura 2.23 são [22]:

- O vector velocidade relativa do vento **W** que actua no elemento de pá, resulta de duas componentes: a velocidade do vento U_p e a velocidade tangencial à pá U_t.

- O *ângulo de ataque* α, definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e de saida do perfil (linha de corda) e a velocidade relativa; o ângulo de passo β, que é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda; o ângulo do escoamento ϕ, tal que $\phi = \alpha + \beta$.

- O vector força **F** pode ser decomposto em duas componentes: uma, actuando na mesma direcção da velocidade relativa, designa-se por *arrastamento* (Drag - D); outra, é perpendicular e designa-se por *sustentação* (Lift - L).

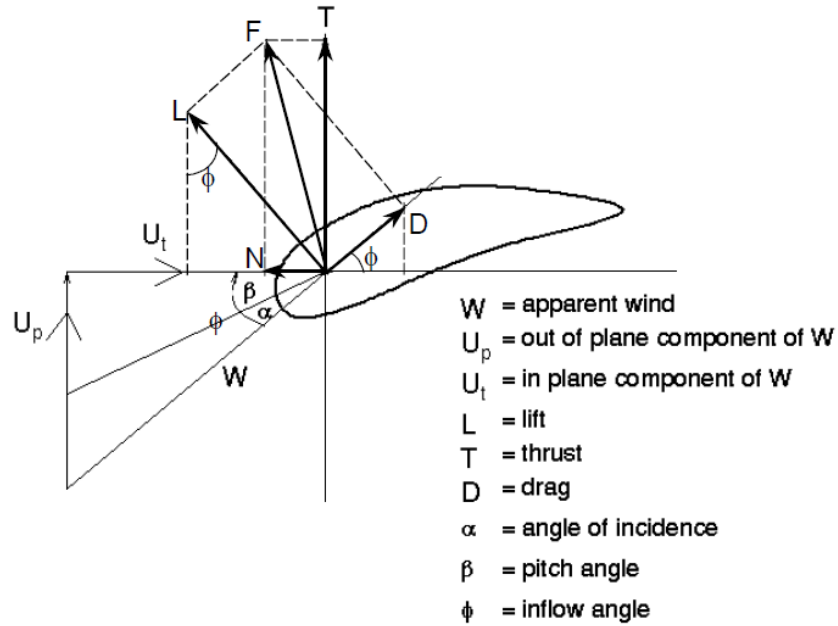



Figura 2.23: Sistema de forças actuantes numa pá [22].

- O vector força **F** pode igualmente ser decomposto na direcção do plano de rotação e na direcção perpendicular, obtendo-se a componente que contribui para o movimento da pá **N**, e a componente que contribui para o binário motor **T**.

As forças **N** e **T** definem-se com recurso às equações 2.31.

$$N = L\sin(\phi) - D\cos(\phi) \tag{2.31a}$$

$$T = L\cos(\phi) + D\sin(\phi) \tag{2.31b}$$

É desejável que o desempenho da pá possa ser descrito, independentemente do seu tamanho e da velocidade com que está animada: por isso, é usual dividir a força de sustentação **L** e a força de arrastamento **D** pela força experimentada pela secção recta **A** de uma pá, animada da velocidade do vento **u** em que ρ é a massa especifica do ar. Obtém-se, respectivamente, o coeficiente de sustentação C_L e o coeficiente de arrastamento C_D [22]:

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho u^2 A} \tag{2.32a}$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho u^2 A} \tag{2.32b}$$

Normalmente, apresentam-se as características das pás através das representações gráficas $C_L = f(\alpha)$ e $C_D = f(\alpha)$. Estas representações são obtidas através de ensaios e medidas exaustivas efectuadas em túnel de vento e devem ser fornecidas pelo fabricante [22, 29].

De um modo geral, o comportamento dos perfis em função do ângulo de ataque α pode ser dividido em três zonas de funcionamento, conforme se mostra na tabela seguinte:

Ângulo de Ataque	**Regime**
$-15^o<\alpha<15^o$	Linear
$15^o<\alpha<30^o$	Desenvolvimento de Perda (*Stall*)
$30^o<\alpha<90^o$	Travão

Tabela 2.4: Regimes de funcionamento das pás.

A fim de extrair do vento a máxima potência possível, a pá deve ser dimensionada para trabalhar com um ângulo de ataque tal, que a relação entre a sustentação e o arrastamento seja máxima[4] [22].

2.2.7 Sistemas de Controlo

As *curvas de potência* para os diferentes modelos de máquinas disponíveis no mercado são normalmente obtidas pelos fabricantes através de testes de campo entre outros métodos padrão de teste. Para uma melhor compreensão desta *curva de potência*, convém estar familiarizado com as seguintes definições [64]:

- *cut-in wind speed* - o valor mínimo de velocidade do vento para o qual a turbina eólica começará a produzir valores mínimos aceitáveis de energia;

- *rated wind speed* - o valor de velocidade de vento apartir do qual a turbina eólica produzirá o valor nominal de energia (*rated power*);

- *cut-out wind speed* - o valor máximo de velocidade de vento em que a turbina consegue trabalhar, para valores de velocidade de vento superiores a turbina deixará de produzir energia por questões de segurança.

A potência, tem portanto de ser regulada, podendo essa regulação ser feita por meios passivos, isto é, desenhando o perfil das pás de modo a que entrem em perda aerodinâmica - *stall* - a partir de determinada velocidade do vento, sem necessidade de variação do passo, ou por meios activos, isto é, variando o passo das pás - *pitch* - do rotor.

[4] Para mais informações sobre a acção do vento sobre as pás, aconselha-se a pesquisa do assunto *Blade Element Theory* e/ou a consulta de [16], [44] e [64].

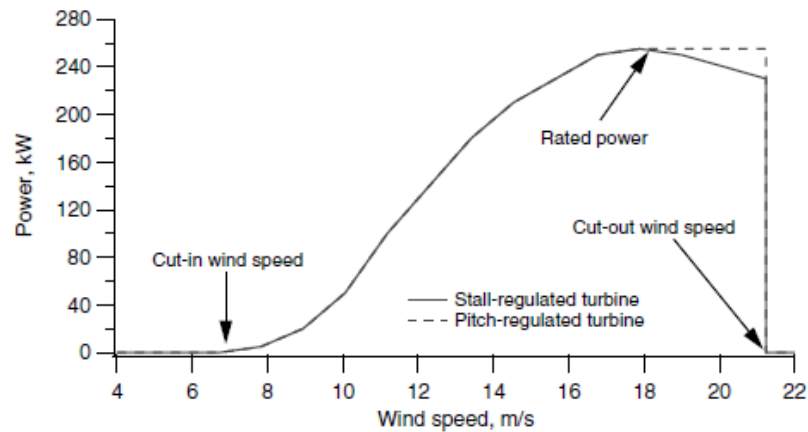



Figura 2.24: Diferenças da curva de potência por *Pitch* e por *Stall* [64].

Assim, enquanto as turbinas *stall* têm as pás fixas, ou seja não rodam em torno de um eixo longitudinal, as turbinas *pitch* têm a possibilidade de rodar a pá em torno do seu eixo longitudinal [22].

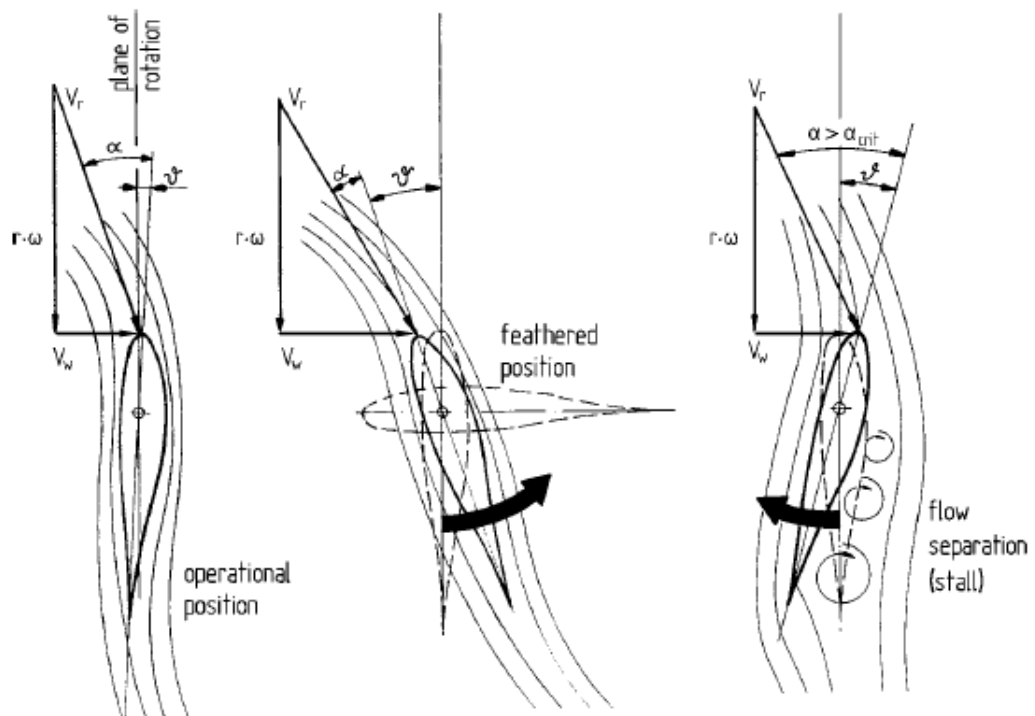



Figura 2.25: Diferenças de controlo de potência por *Pitch* e por *Stall* [44].

Stall Regulation: O controlo de stall é um sistema passivo em que a perda aerodinâmica das pás é controlada através do seu desenho, que só tem efeito para velocidades elevadas do vento. As pás do rotor são fixadas no ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal [61].

O ângulo de passo é escolhido de forma a que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor se afaste da superfície da pá, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. A diminuição das forças de sustentação e o aumento das forças de arrasto agem contra um aumento da potência do rotor, como se pode concluir a partir da figura 2.26 [61].

Para evitar que o efeito de stall ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito. Apesar de ser um controlo simples e robusto possui um dimensionamento aerodinâmico complexo [61].

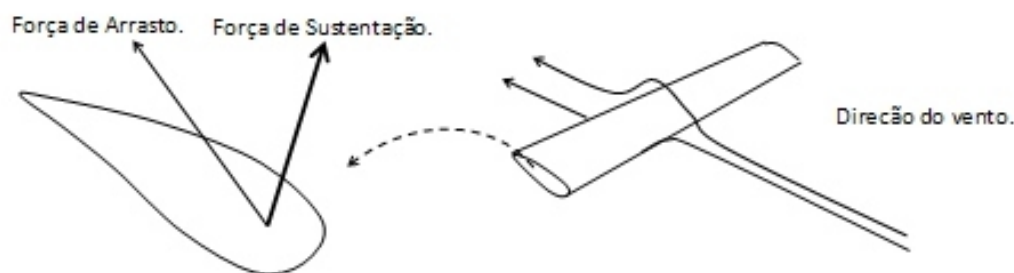



Figura 2.26: Forças de arrasto (fazem a pá "travar") e sustentação (fazem a pá "girar") [61].

Pitch Controlled: O controlo de passo é um sistema que normalmente necessita da informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal, ou seja, estas mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque como ilustrado na figura 2.27. Esta redução diminui as forças aerodinâmicas intervenientes e consequentemente a velocidade das pás [61].

Para qualquer velocidade do vento superior à nominal o valor seleccionado do ângulo corresponde àquele que permite à turbina produzir apenas a potência nominal. Esse método possui um controlo mais preciso, em especial junto da potência máxima e auxilia o processo de arranque e paragem [61].

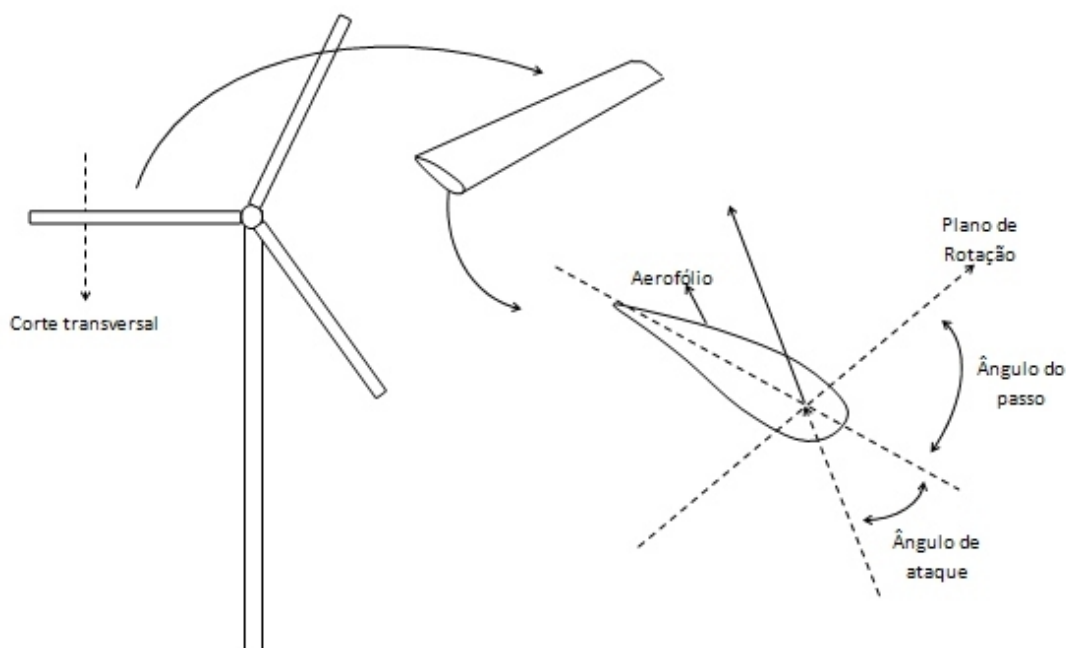



Figura 2.27: Ângulo de passo e de ataque [61].

A grande maioria dos fabricantes implementa controlo por *pitch* e a tendência geral é um aumento do uso deste tipo de controlo, especialmente em máquinas de maiores dimensões [64].

A figura 2.24 mostra uma comparação entre a curva de potência de uma turbina com controlo de *pitch* e outra com controlo de *stall*, observando-se que quando trabalhamos perto do *cut-out wind speed*, o controlo por *pitch* se torna bastante mais eficiente.

***Mecanismo de Orientação Direccional*:** O sistema de orientação direccional (*yaw orientation system*) é necessário para manter o rotor alinhado com o vento. Os sistemas de orientação direccional podem ser livres ou por controlo activo.

Os sistemas por controlo activo são sempre usados em turbinas *upwind*, sendo por vezes usados em turbinas *downwind*. Este sistema requer a utilização de motores, que façam rodar o sistema de orientação direccional (*yaw bearing*, nº13 da figura 1.11).

O mecanismo é controlado por um sistema automático que detecta se o rotor está alinhado, ou não, com o vento através de um sensor normalmente montado na *nacelle* (nº10 da figura 1.11). Por vezes são ainda usados travões, para manter a *nacelle* alinhada numa determinada posição.

Por outro lado os sistemas de orientação direccional livres, isto é, que se conseguem alinhar por si mesmos com o vento, são usados exclusivamente em turbinas *downwind* [64].

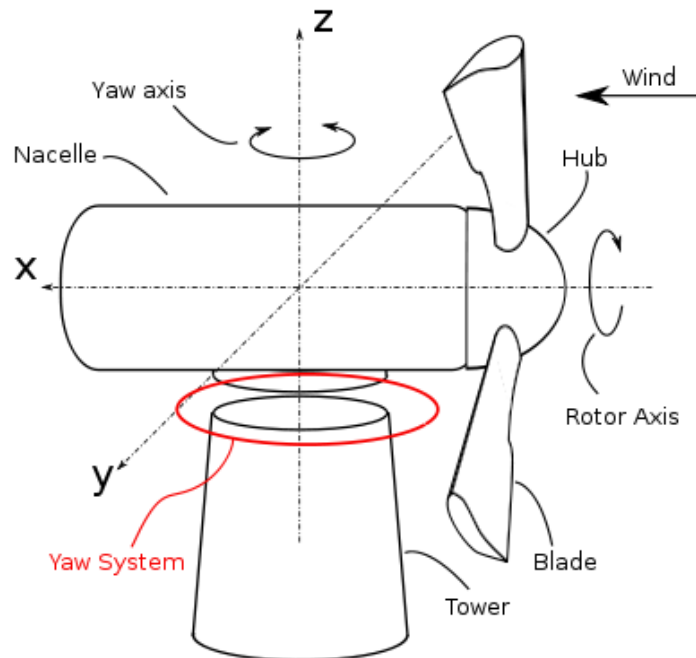



Figura 2.28: Exemplo esquemático do sistema de orientação direccional [44].

2.3 Conceitos Relativos Ao Mar

Os oceanos ocupam a maior parte da área terrestre. A água contida nos oceanos não permanece parada, pelo contrário, movimenta-se constantemente sob forma de ondas, marés e correntes marítimas.

As ondas são causadas sobretudo pelo vento, pelo que num local especifico podem existir ondas de dois tipos: devido ao vento local e geradas noutra zona e propagadas para a localização especificada. As ondas oceânicas são irregulares e aleatórias em forma, altura, comprimento, período e velocidade de propagação.

Para além destes parâmetros, convém referir a hidrodinâmica inerente às plataformas flutuantes. Esta pode ser separada em três categorias de estudo distintas: radiação, difracção e hidrostática [55].

O problema da radiação está focado nas forças devidas à movimentação de um corpo rígido que flutua livremente ou é forçado a movimentar-se por acção de forças externas [21]. Para além das forças devidas à movimentação existe ainda a contabilização de massa adicional devido à aceleração e desaceleração do corpo, que leva a que uma parte do volume circundante se mova também, uma vez que o corpo e o fluído não podem ocupar o mesmo espaço simultâneamente [67].

A difracção, por sua vez, foca-se na força exercida pelas ondas incidentes sobre estruturas fixas [84]. Por fim, a hidrostática estuda as forças intervenientes em situações em que o movimento não é considerado, sendo incluída nesta análise a flutuação do corpo rígido [67].

Importa portanto aprofundar e conhecer algumas teorias e parâmetros aplicados nestes campos.

2.3.1 Parâmetros a Considerar

Fundamentalmente, existem duas formas distintas de descrever ondas superficiais: determinística e probabilística [92].

A forma determinística é utilizada para descrever ondas em períodos curtos de tempo, recorrendo a teorias clássicas de ondas. Estas teorias clássicas, por seu turno, estão divididas em teorias lineares e não lineares [92].

A forma probabilística é utilizada para descrever ondas em períodos longos de tempo recorrendo ao uso de espectros de densidade de ondas, podendo também ser utilizada para períodos curtos de tempo de forma a representar a irregularidade das ondas, como será mostrado na secção 2.3.4. A utilização de espectros considera apenas ondas lineares [65, 92].

Para uma melhor compreensão deste tema interessa introduzir alguns conceitos de descrição de ondas.

Parâmetros de Interesse na abordagem Determinística Para uma melhor compreensão da abordagem determinística descrita na secção 2.3.3, importa introduzir os parâmetros ilustrados na figura 2.29 [34]:

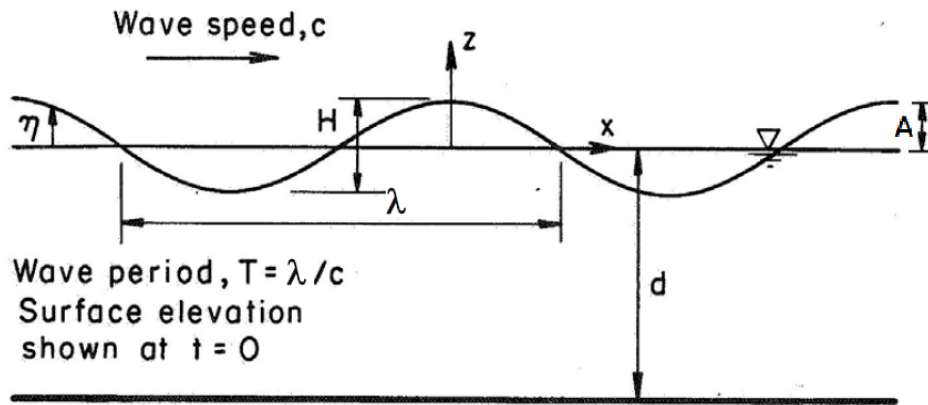



Figura 2.29: Definição de uma onda harmónica simples [34] .

- Comprimento da onda [$\lambda\ (m)$] - distância entre cristas sucessivas;
- Período de onda [$T\ (s)$] - intervalo de tempo entre cristas sucessivas;
- Celeridade $\left[\ c\ =\ \frac{\lambda}{T}\ (m.s^{-1})\ \right]$ - velocidade de propagação da onda:
- Frequência $\left[\ f\ =\ \frac{1}{T}\ (Hz)\ \right]$ - inverso do período de onda;
- Frequência angular $\left[\ \omega\ =\ \frac{2\pi}{T}\ (rad.s^{-1})\ \right]$ - variação angular em função do tempo;
- Altura da onda [$H\ =\ 2A\ (m)$] - distância entre a crista e a calha da onda;
- Amplitude da onda [$A\ (m)$] - valor máximo da elevação da superfície de onda;
- Profundidade [$d\ (m)$] - distância entre o nível de referência da água do mar (SWL), até ao solo;
- Número de onda $\left[\ k\ =\ \frac{2\pi}{\lambda}\ (rad.s^{-1})\ \right]$ - inverso do comprimento de onda;
- Elevação da superfície [$\eta(x, y, t)$] - elevação da superfície[5] da onda (em z) ao longo do tempo t e do espaço x .

[5] A representação deste parâmetro na figura 2.29 considera uma situação em que $t = 0$ como indica a própria figura.

Parâmetros de Interesse na Abordagem Probabilística Para uma melhor compreensão da abordagem probabilística descrita na secção 2.3.4, importa introduzir os parâmetros seguintes [4]:

- Altura significativa [H_s (m)] - média do terço mais elevado das alturas de onda que foram registadas durante o período de observação. Corresponde aproximadamente à avaliação visual da altura das ondas;
- Altura máxima [H_{max} (m)] - máxima altura de onda registada durante o período de observação;
- Período médio [T_z (s)] - média dos períodos observados no registo. Representa o período típico das ondas registadas durante o período de observação;
- Período máximo [T_{max} (s)] - máximo período de onda registado durante o período de observação;
- Período de pico [T_p (s)] - período correspondente à banda de frequência com o máximo valor de densidade espectral. É representativo das ondas mais energéticas presentes no registo.

2.3.2 Comportamento do Mar em Períodos Temporais Longos

A análise descritiva de longos períodos temporais das ondas é em parte similar à mesma análise para o vento. Tal como o vento era predominantemente descrito pela sua velocidade V_w, sendo a turbulência I_T um factor a ter em conta, também as ondas podem ser essencialmente caracterizadas pela sua altura H_s, sendo o período de onda T_z um parâmetro importante para a análise.

A distribuição de alturas de onda H_s num local, pode ser ajustada por uma distribuição de Weibull tal como foi referido para a velocidade de vento V_w. No entanto, a altura de onda deve ser medida simultâneamente com o período de onda para que se possa utilizar uma distribuição de probabilidade conjunta ou utilizar gráficos de dispersão (exemplo na figura 2.3), de forma a definir quais as combinações de H_s e T_z com maior probabilidade de ocorrência [27].

Para a instalação deste tipo de estruturas, os dados das condições do local, devem ser tão fieis à realidade quanto possível, no entanto, na hipótese de não existirem bóias de medição no local especificado, podem ser usadas medições de locais próximos [45].

Deste modo, e uma vez que não existem bóias de medição no local especificado, foram utilizados os dados fornecidos pelo Instituto Hidrográfico Português (IH)

para a bóia ondógrafo de Leixões indicados na tabela 2.5.

Os dados foram calculados pelo IH, com recurso aos dados adquiridos pela bóia ondógrafo de Leixões no período compreendido entre 2000 e 2010, com 77% de observações válidas.

O IH disponibiliza, mediante requisição, a base de dados dos valores obtidos pelas suas bóias ondógrafo. No entanto, este processo requer tempo devido a processos burocráticos e ao elevado numero de pedidos, pelo que foram utilizados os valores de referência da tabela 2.5.

Altura Significativa - H_s (m)	Desvio Padrão -	Altura Máxima - H_{max}(m)
2,05	1,09	9,7
Período Médio - T_z (s)	**Desvio Padrão**	**Período Máximo - T_{max} (s)**
6,7	1,7	14,5

Tabela 2.5: Valores calculados pelo IH para os dados obtidos pela boía ondógrafo de Leixões.

2.3.3 Comportamento do Mar em Períodos Temporais Curtos: Abordagem Determinística

As teorias de ondas foram desenvolvidas para uma profundidade d constante. O seu objectivo, prende-se com a determinação da relação entre o período de onda T e o comprimento de onda λ, e a definição da movimentação das partículas de água [34].

Existem diferentes teorias de ondas, que pretendem simular diferentes condições de análise. No entanto, diferentes teorias de ondas podem ser utilizadas para a mesma condição de análise, como se pode ver no ábaco da figura 2.30.

O ábaco da figura 2.30 faz uso dos parâmetros adimensionais S e μ para a definição da teoria de ondas a aplicar. Deste modo, é importante definir esses parâmetros adimensionais [34]:

- Parâmetro de Tamanho de Onda: $S = 2\pi \frac{H}{gT^2}$
- Parâmetro de Profundidade: $\mu = 2\pi \frac{d}{gT^2}$
- Número de Ursell: $U_R = \frac{H\lambda^2}{d^3} = \frac{S}{\mu^3}$

Como se constata, o número de Ursell relaciona os outros dois parâmetros S e U_R.

O código utilizado na análise, FAST, não tem de momento a capacidade de simular ondas não lineares, pelo que as teorias de *Cnoidal*, *Stokes*, *Solitária* entre outras, não serão abordadas[6].

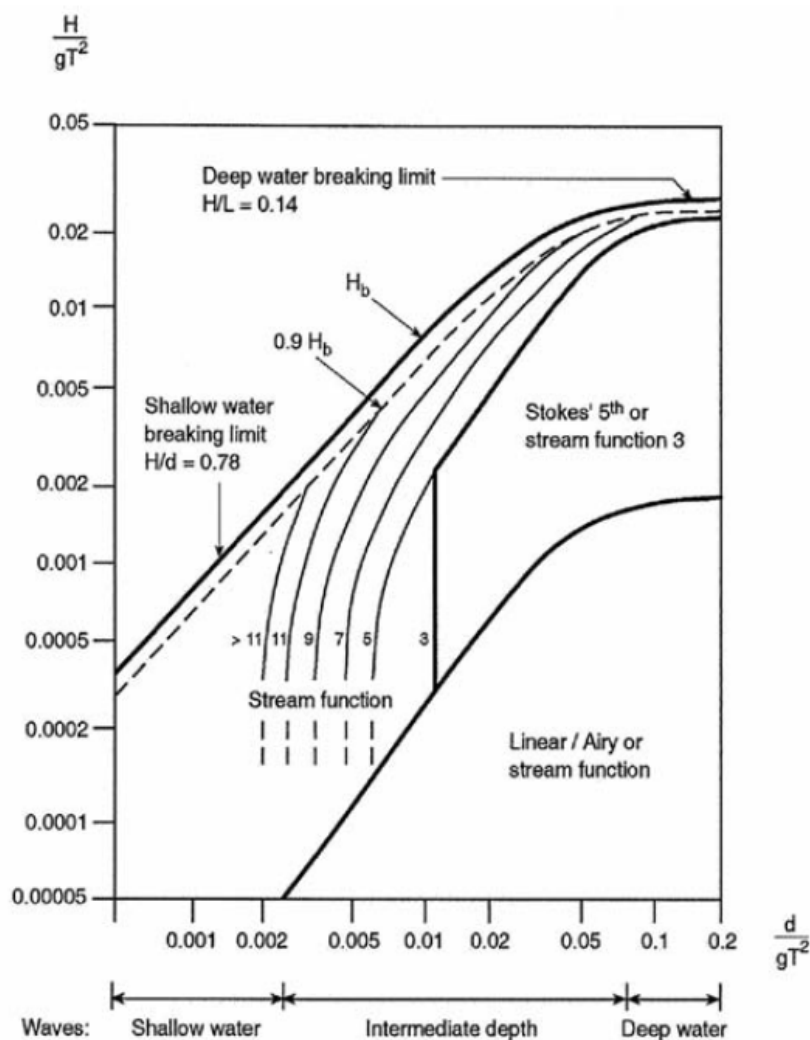



Figura 2.30: Limites de utilização das diferentes teorias de onda [34].

Modelo de Airy/Teoria Linear Das teorias de ondas referidas no ábaco da figura 2.30 é a mais simples, no entanto, é também a mais importante e a mais aplicada. Sendo uma teoria linear o seu fundamento baseia-se na consideração de que a amplitude de onda A é bastante inferior à profundidade d e ao comprimento de onda λ [34].

[6]Sugere-se a consulta de [34] para aplicação das mesmas e de [92] para informações mais completas sobre a temática.

Supondo que a onda harmónica simples definida na figura 2.29 se propaga na direcção positiva de x e a água tem uma densidade ρ, as coordenadas verticais são definidas pelo eixo z orientado com o sentido positivo para cima e a origem está localizada no nível de referência da água do mar (SWL). A expressão que define a elevação da superfície da onda, no espaço x e no tempo t, de acordo com o modelo de Airy é dada por [92]:

$$\eta\,(x,t) \;=\; A\,cos(kx-\omega t) \tag{2.33}$$

Em que a frequência angular compatível com a solução do modelo, está relacionada com o número de onda k, sendo definida pela equação 2.34 [62]:

$$\omega^2 \;=\; gk\,tanh\,(kh) \tag{2.34}$$

Invocando todas as suposições em que se baseia o modelo de Airy e resolvendo as equações diferenciais que delas advém com recurso às condições de fronteira do problema, podem ser deduzidas as expressão que traduzem a velocidade das partículas na direcção horizontal - $u\,(x,t)$ - e vertical - $w\,(x,t)$ - representadas nas equações 2.35 [92]:

$$u\,(x,t) \;=\; \frac{2\pi\,A}{T}\;\frac{cosh\,[k\,(z+d)]}{sinh\;(kd)}\;cos\,(kx-\omega t) \tag{2.35a}$$

$$w\,(x,t) \;=\; \frac{2\pi\,A}{T}\;\frac{sinh\,[k\,(z+d)]}{sinh\;(kd)}\;sin\,(kx-\omega t) \tag{2.35b}$$

Derivando as expressões da velocidade das partículas obtemos as acelerações das partículas definidas pelas equações 2.36:

$$\dot{u}\,(x,t) \;=\; \frac{4\pi^2\,A}{T^2}\;\frac{cosh\,[k\,(z+d)]}{sinh\;(kd)}\;sin\,(kx-\omega t) \tag{2.36a}$$

$$\dot{w}\,(x,t) \;=\; -\frac{4\pi^2\,A}{T^2}\;\frac{sinh\,[k\,(z+d)]}{sinh\;(kd)}\;cos\,(kx-\omega t) \tag{2.36b}$$

A Teoria Linear caracteriza-se pela forma sinusoidal da superfície da onda e pela órbita circular/elíptica das partículas do fluido.

Em águas profundas as partículas do fluído movem-se em círculos de acordo com a onda harmónica que define o seu movimento. O diâmetro do circulo decai com o aumento de profundidade, como mostra a figura 2.31 [84].

A uma profundidade em que $\lambda_{wave} < 0,5d$, a influência da presença do fundo oceânico já não se faz sentir pelo que pode ser negligenciada, esta condição é considerada como limite de águas profundas [62]

Quando a profundidade é pequena relativamente ao comprimento de onda, isto é, quando o limite de águas profundas ($\lambda_{wave} < 0,5d$) não se verifica, o efeito do fundo oceânico transforma os movimentos circulares em elípticos, como mostra a

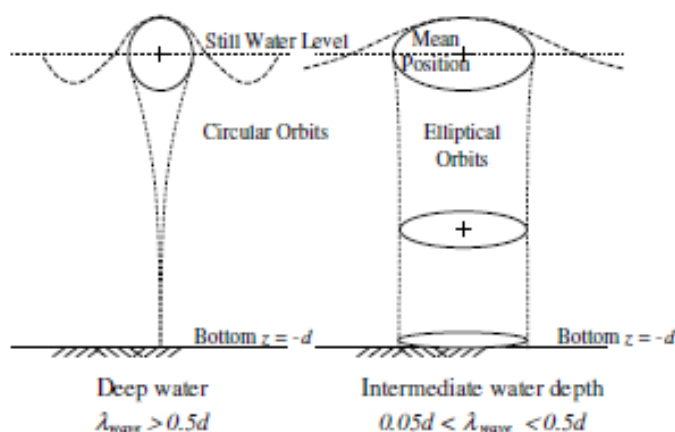



Figura 2.31: Órbita das partículas do fluido de acordo com a teoria de Airy [84].

figura 2.31 [84]. Para este caso, a velocidade das partículas no fundo oceânico é diferente de zero [62].

A forte linearidade do modelo de Airy torna-o adequado para a utilização com a representação probabilística de mares aleatórios definidos por espectros de densidade, como veremos na secção 2.3.4 [65].

2.3.4 Comportamento do Mar em Períodos Temporais Curtos: Abordagem Probabilística

O espectro de Pierson-Moskowitz é correntemente utilizado para descrever estados de mar totalmente desenvolvidos. Para um estado de mar mais próximo da costa, é geralmente utilizado o espectro de JONSWAP para a descrição do comportamento das ondas [27].

De uma forma simplista, para distinguir estes dois espectros, pode dizer-se que o espectro de Pierson-Moskowitz tem uma maior abrangência de frequências, enquanto o JONSWAP tem um pico espectral mais pronunciado, como se pode ver na figura 2.32 [27].

De facto, o JONSWAP acaba por ser uma extensão do Pierson-Moskowitz, uma vez que quando o parâmetro de pico do espectro γ iguala a unidade, isto é: $\gamma = 1$, o espectro de JONSWAP torna-se igual ao espectro de Pierson-Moskowitz, como se constata por comparação das equações 2.39 e 2.40 [92].

Com um espectro de densidade de frequências de mar ajustado às características do local, podemos converter o espectro em sinusóides individuais com uma transformada inversa de Fourier. As sinusóides obtidas têm uma amplitude e frequência que pode ser derivada através da expressão de densidade do próprio

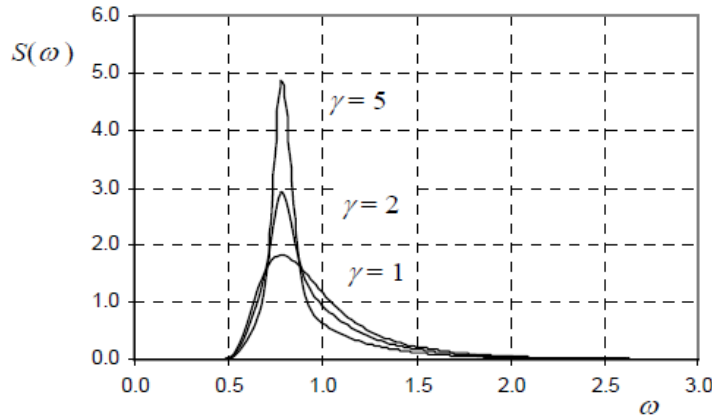



Figura 2.32: Espectro de densidade de ondas de JONSWAP para diferentes valores de γ [34].

espectro. A soma das ondas harmónicas obtidas define a elevação da superfície do mar μ em cada ponto de x para cada valor de tempo t. Deste modo, para cada onda harmónica, os movimentos das partículas de água podem ser descritas pelo modelo linear de Airy [84].

Para a a utilização das expressões dos espectros de densidade importa ainda definir a *frequência angular de pico espectral* - ω_p - como mostra a equação 2.37 [34]:

$$\omega_p \;=\; \frac{2\pi}{T_p} \tag{2.37}$$

Uma vez que ω_p está dependente de T_p importa ainda mostrar como T_z se relaciona com T_p, uma vez que as medições do local nos dão valores de T_z e não de T_p. De acordo com a DNV-RP-C205 [34]:

$$\frac{T_z}{T_p} \;=\; 0,6673 \;+\; 0,05037\gamma \;-\; 0,006230\gamma^2 \;+\; 0,0003341\gamma^3 \tag{2.38}$$

Assim os espectros de Pierson-Moskowitz e JONSWAP podem ser definidos pelas equações 2.39 e 2.40, respectivamente [34].

Pierson Moskowitz

$$S_{PM}(\omega) \;=\; \frac{5}{16}\;.\;H_s^2\;\omega_p^4\;\omega^{-5}\;.\;e^{-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}} \tag{2.39}$$

JONSWAP

$$S_J(\omega) \;=\; A_\gamma\;S_{PM}(\omega)\;\gamma^{e^{\left(-0,5\;\frac{\omega-\omega_p}{\sigma_J\;\omega_p}^2\right)}} \tag{2.40}$$

Nas equações acima, A_γ é um factor de normalização e σ_J é um parâmetro não dimensional de pico. As equações 2.41 e 2.42 definem σ_J e A_γ, respectivamente.

$$\sigma_J \;=\; 0,007 \, para \, \omega \;\leq\; \omega_p \tag{2.41a}$$

$$\sigma_J \;=\; 0,009 \, para \, \omega \;>\; \omega_p \tag{2.41b}$$

$$A_\gamma \;=\; 1 \;-\; 0,287 \, ln(\gamma) \tag{2.42}$$

2.3.5 Equação de Morison - Carregamentos Hidrodinâmicos Sobre Estruturas

As velocidades e as acelerações das partículas, calculadas através de uma abordagem determinística (como se viu em 2.3.3) ou por uma abordagem probabilística (como se viu em 2.3.4) podem agora ser utilizadas para calcular os carregamentos na estrutura através da *Equação de Morison* [84].

A equação de Morison é uma fórmula empírica utilizada para calcular carregamentos hidrodinâmicos por unidade de comprimento em elementos esbeltos, sempre que a condição expressa na equação 2.43 seja satisfeita [34].

$$\lambda \;>\; 5D \tag{2.43}$$

A equação 2.43 (em que D representa o diâmetro da secção transversal do elemento) garante que a secção transversal do elemento em análise é pequena o suficiente em relação ao comprimento de onda, de modo a que os gradientes das velocidades e acelerações das partículas na direcção normal ao elemento possam ser negligenciadas [34]. Caso contrário, aconselha-se a utilização de teorias de difracção [27].

Figura 2.33: Torre esbelta vertical sujeita a carregamentos hidrodinâmicos [84].

Quando o comprimento do elemento em análise é bastante maior do que o diâmetro da secção transversal, a força total actuante pode ser obtida pela soma das forças exercidas em cada secção transversal analisada ao longo do comprimento do elemento, como mostra a figura 2.33 [34].

A equação de Morison é definida como a soma de duas componentes, uma de arrasto e uma de inércia como mostram as equações 2.44 [27, 84].

$$f_{Morison}(x,z,t) \;=\; f_d(x,z,t) \;+\; f_i(x,z,t) \tag{2.44a}$$

$$f_d(x,z,t) \;=\; C_d \, \frac{1}{2} \, \rho_{agua} \, D \; |u(x,z,t)| \; u(x,z,t) \tag{2.44b}$$

$$f_i(x,z,t) \;=\; C_m \, \rho_{agua} \, \frac{\pi \, D^2}{4} \, \dot{u}(x,z,t) \tag{2.44c}$$

As grandezas e parâmetros utilizados na equação de Morison encontram-se explicitados na tabela 2.6.

$f_{Morison}$	Força Hidrodinâmica	$[N/m]$
f_d	Força de Arrasto Hidrodinâmica	$[N/m]$
f_i	Força de Inércia Hidrodinâmica	$[N/m]$
C_d	Coeficiente de Arrasto Hidrodinâmico	$[-]$
C_m	Coeficiente de Inércia Hidrodinâmico	$[-]$
ρ_{agua}	Densidade da Água	$[kg/m^3]$
u	Velocidade das partículas de Água	$[m/s]$
$\dot{u}$	Aceleração das partículas de Água	$[m/s^2]$
D	Diâmetro da Secção Cilíndrica	$[m]$

Tabela 2.6: Grandezas e parâmetros da equação de Morison [84]

Os coeficientes de arrasto C_d e de Inércia C_m são obtidos através de testes laboratoriais, sendo função de diferentes parâmetros, tais como: o número de Keulegan-Carpenter, o número de Reynolds e a rugosidade da superficie do elemento. Uma vez que C_d e C_m são obtidos experimentalmente através de testes em laboratório, os seus valores variam consoante a literatura consultada [20, 27, 65, 92].

2.3.6 Correntes

Geralmente considera-se que as correntes marítimas se geram, tal como as ondas, sobretudo por acção dos ventos. No entanto, de acordo com IEC61400-3 [47] devemos ter em conta os seguintes componentes para a definição da velocidade da corrente:

- correntes superficiais geradas pelo vento.

- correntes costeiras com direcção paralela à costa induzidas pelas ondas.
- correntes sub-superficiais geradas por tempestades, marés e variações de pressão atmosférica.

O IEC61400-3, considera sobretudo a maneira como as correntes influenciam as estruturas e não propriamente a natureza das correntes. Desse modo, divide as correntes em *Normais* e *Extremas*. A diferença entre estes dois tipos de correntes reside no facto das correntes extremas serem definidas pelos três componentes previamente referidos e as correntes normais não considerarem as correntes sub-superficiais na sua definição.

As normas existentes, aconselham geralmente que se considere que a velocidade das correntes varie em profundidade de forma [84]:

- Linear;
- Bilinear;
- Lei Exponencial, ver equação 2.45.

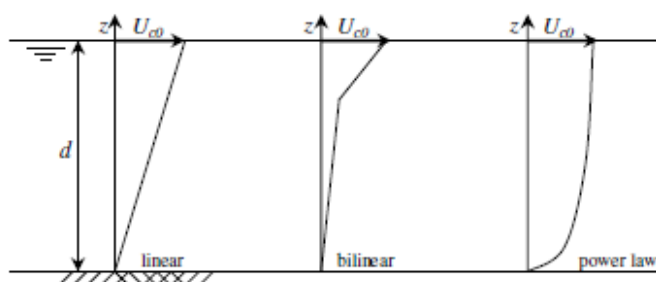



Figura 2.34: Possibilidades de variação da velocidade da corrente com a profundidade [84].

Apesar das correntes marítimas poderem, em principio, variar no tempo e no espaço, são geralmente consideradas como um fluxo horizontal e uniforme de velocidade e direcção constantes, variando apenas em profundidade, como mostra a equação 2.45.

$$U_c(z) \;=\; U_{c0}\,\left(\frac{z+d}{d}\right)^{\alpha_{curr}} \qquad -d \leq z \leq 0 \tag{2.45}$$

Em que $U_c(z)$ representa a velocidade da corrente à cota z, U_{c0} representa a velocidade da corrente à cota $z = 0$, z representa o referencial: considerado positivo acima do nivel médio do mar, d representa a profundidade média do mar e α_{curr} representa o expoente das correntes (usualmente $1/7$) [84].

A força actuante por acção da corrente pode ser calculada pela equação de Morison. Para tal, a velocidade da corrente é incorporada na componente de arrasto f_d (equação 2.44b), obtendo-se a equação generalizada 2.46 [84].

$$f_d \; = \; C_d \, \frac{1}{2} \, \rho_{agua} \; D \; \left(\left| (u + U_c) \right| (u + U_c) \right) \tag{2.46}$$

Em que u representa a velocidade da partícula devido à onda e U_c representa a velocidade da corrente, ambas as velocidades em m/s.

2.3.7 Equilíbrio Estático das Plataformas

Como foi visto na secção 1.3.2 as plataformas flutuantes adquirem a sua estabilidade essencialmente por três formas distintas:

- Peso de Balastro;
- Cabos de Ancoragem;
- Área de Flutuação.

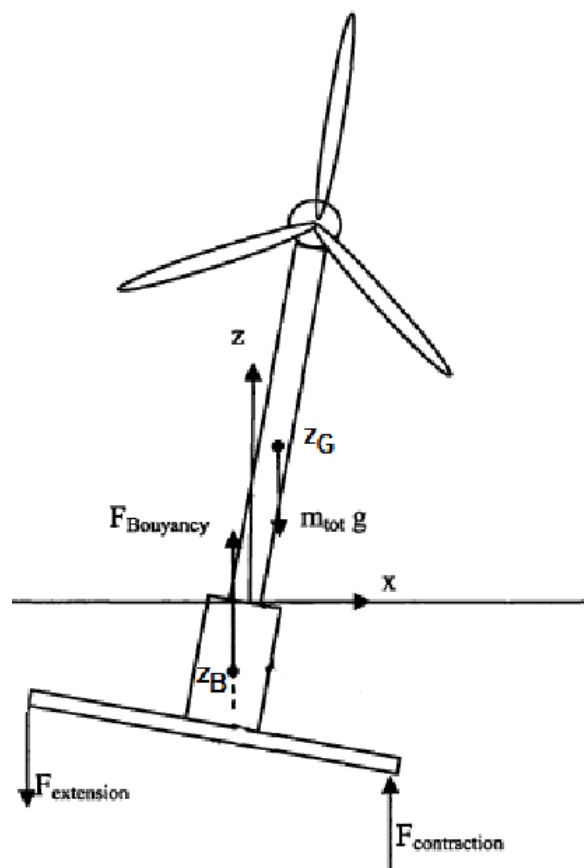



Figura 2.35: Diagrama que mostra as forças verticais actuantes numa TLP e que provocam momentos de pitch [93].

Estas formas de adquirir a estabilidade prendem-se com tipos de momentos distintos [91]:

- Devido à área plana de flutuação;
- Devido à localização do centro de flutuação;
- Devido à inércia (e localização do centro de massa);
- Devido aos esforços dos cabos de ancoragem.

A figura 2.35 mostra uma plataforma que adquire a estabilidade com recurso aos factores referidos, afectada de uma pequena rotação de *pitch**roll*, representada por θ. Serve assim de auxilio à compreensão de alguns destes factores, por ilustrar [93]:

- Os centros de gravidade (C_G) e de flutuação (C_B) da turbina eólica exemplificada;
- A força de flutuação ($F_{Buoyancy}$);
- A força gravítica ($m_{tot}.g$);
- As forças nos cabos de ancoragem, podendo os mesmos estar em extensão ($F_{extension}$) ou contracção ($F_{contraction}$).

Tendo tudo isto em consideração podemos definir a equação que define o momento de equilibro de *pitch**roll* em relação ao centro do sistema de coordenadas para uma plataforma cilíndrica que adquire a sua estabilidade sobretudo devido à área de flutuação e ao peso do balastro de acordo com a equação 2.47 [91], como é o caso da plataforma ITI em análise.

$$\sum M_{origem} = 0 \Rightarrow 0 = F_{Buoyancy}.z_B\,\theta - m_{tot}\,g.z_G\,\theta + \rho g \frac{\pi R^4}{4}\,\theta \tag{2.47}$$

Em que, de acordo com a Lei de Arquimedes, $F_{Buoyancy}$ é definida de acordo com a equação 2.48 em que $V_{submerso}$ representa o volume submerso da plataforma.

$$F_{Buoyancy} = \rho\, g\, V_{submerso} \tag{2.48}$$

Ainda sobre a equação 2.47 convém referir que a primeira parcela se refere ao momento devido à localização do centro de flutuação, a segunda parcela refere-se ao momento devido à inércia e localização do centro de massa e a terceira parcela se refere ao momento devido à área plana de flutuação da plataforma.

Para o caso da plataforma TLP terão de ser adicionados à equação os momentos devidos aos cabos de ancoragem, representados na figura 2.35 por $F_{extension}$ e $F_{contraction}$ [93].

Capítulo 3

Modelo de Cálculo

Os objectivos desta dissertação prendem-se com a verificação de segurança da torre de uma turbina eólica bem como a comparação do comportamento das duas plataformas flutuantes distintas onde a turbina eólica foi instalada. Deste modo, importa identificar as principais características da turbina, torre e plataformas.

Uma vez que qualquer área geográfica tem características especificas que as distinguem das demais, importa ainda definir as acções escolhidas para simular tão fielmente quanto possível a zona de implantação considerada.

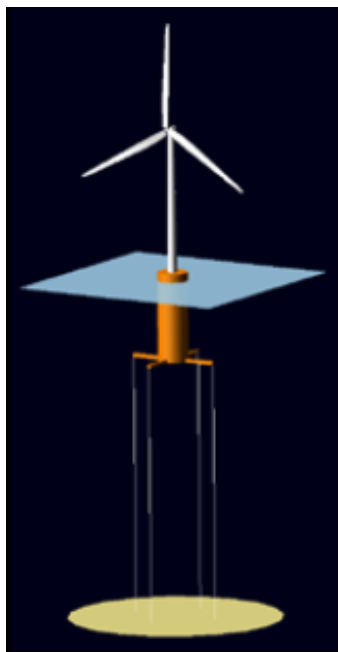
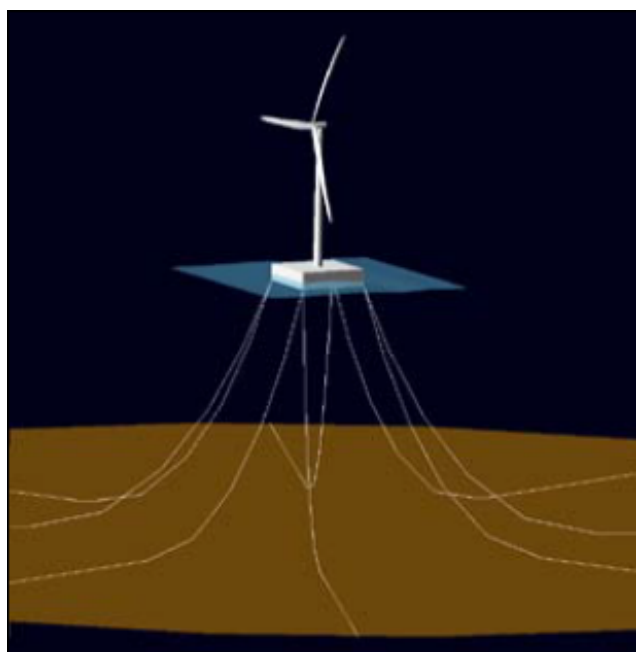
3.1 Características das Plataformas Analisadas

(a) MIT/NREL TLP

(b) ITI Energy Barge Platform

Figura 3.1: Diferentes plataformas em análise [66].

Refira-se que o termo *draft*, descrito nas tabelas 3.1 e 3.4, refere-se ao comprimento medido na vertical desde a linha de água até ao limite inferior da plataforma. Ainda nas tabelas 3.1 e 3.4, a distância aos cabos de ancoragem é medida na horizontal do centro de gravidade da plataforma até à zona de ligação dos cabos à plataforma e o raio de influência das plataformas é medido na horizontal do centro de gravidade da plataforma até à âncora mais distante (ver figura 1.21).

3.1.1 ITI Energy Barge Platform

A ITI Energy Barge Plataform é como o nome indica, uma plataforma flutuante do tipo barge - *embarcação*. Deste ponto da dissertação em diante a ITI Energy Barge Platform, que pode ser vista na figura 3.1(b), será referenciada somente por ITI.

São apresentadas na tabela 3.1, algumas características desta plataforma [13, 66].

Dimensões da Plataforma (C_l × L_l × H_l) [m]	$40 \times 40 \times 10$
Dimensões do Poço (C_l × L_l × H_l) [m]	$10 \times 10 \times 10$
Draft [m]	4
Deslocamento de Água [m^3]	6000
Massa Total (incluindo balastro) [kg]	$5,452 \times 10^6$
CM abaixo do SWL [m]	$0,282$
Inercia de Roll em torno do CM [$kg.m^2$]	$726,9 \times 10^6$
Inercia de Pitch em torno do CM [$kg.m^2$]	$726,9 \times 10^6$
Inercia de Yaw em torno do CM [$kg.m^2$]	$1453,9 \times 10^6$
Profundidade [m]	150
Raio de Influência [m]	$423,3$
Comprimento do Cabo sem estar Traccionado [m]	$473,3$
Distância aos Cabos de Ancoragem [m]	$28,28$
Comprimento de Cabo em Contacto com o Fundo Oceânico [m]	250
Diâmetro do Cabo [m]	$0,0809$
Massa Distribuida do Cabo [kg/m]	$130,4$
Rigidez Extensional do Cabo [N]	589×10^6

Tabela 3.1: Sumário das propriedades da ITI Energy Barge Platform [13, 66].

O design preliminar desta plataforma foi desenvolvido pelo Departamento de Arquitectura Naval e Engenharia Marinha das Universidades de Glasgow e Strathclyde sob contracto com a empresa ITI Energy. O conceito da plataforma foi escolhido pela empresa pela sua simplicidade de design, fabricação e instalação.

Esta plataforma foi projectada para suportar, não só uma turbina eólica de 5MW, como também um dispositivos de coluna de água oscilante (*Oscillating Water*

Column Wave Power Device)[1] [13].

A plataforma tem forma quadrangular e tem um poço quadrangular no seu centro, destinado à captação da energia das ondas por parte do dispositivo de coluna oscilante. Para a utilização como plataforma de uma turbina eólica, esse poço central é útil na medida em que utiliza a água do mar como balastro [13].

Para evitar que a plataforma se mova excessivamente, o sistema de ancoragem é composto por 8 cabos em catenária. Os cabos de ancoragem encontram-se ligados à plataforma quadrangular, em grupos de dois, em cada um dos quatro cantos da mesma [13].

Foi corrida uma análise linear no FAST de acordo com todas as prescrições indicadas no manual [53], tendo sido posteriormente feita uma análise modal.

As frequências naturais para os modos principais da estrutura encontram-se exibidas na tabela 3.2.

Modo	Frequência [Hz]	Modo	Frequência [Hz]
Platform Surge	0,0076	Platform Roll	0,0854
Platform Sway	0,0076	Platform Pitch	0,0849
Platform Heave	0,1283	Platform Yaw	0,0198
1^{st} Tower S-S	0,5375	1^{st} Tower F-A	0,5282
2^{nd} Tower S-S	3,0458	2^{nd} Tower F-A	2,9760

Tabela 3.2: Frequências naturais da estrutura com a plataforma ITI [67].

As frequências naturais obtidas para os modos principais da estrutura foram bastante próximas, na maioria dos casos, às exibidas na tabela 3.2. Tal facto, é notório por observação da tabela 3.3.

Modo	Frequência [Hz]	Erro (%)	Modo	Frequência [Hz]	Erro (%)
Platform Surge	0,0078	3,03	Platform Roll	0,0849	0,57
Platform Sway	0,0077	1,28	Platform Pitch	0,0849	0,01
Platform Heave	0,1283	0,01	Platform Yaw	0,0200	1,15
1^{st} Tower S-S	0,5354	0,38	1^{st} Tower F-A	0,5295	0,24
2^{nd} Tower S-S	3,0617	0,52	2^{nd} Tower F-A	2,9756	0,01

Tabela 3.3: Frequências naturais obtidas para a estrutura na plataforma ITI e comparação com as exibidas na tabela 3.2.

[1] Dispotitivo para aproveitamento da energia das ondas (mais informação sobre este assunto e energia das ondas em [33]).

3.1.2 MIT/NREL TLP

A MIT/NREL TLP é como o nome indica, uma TLP (tension leg platform) pelo que foi dimensionada para manter-se equilibrada com recurso a cabos de ancoragem traccionados. Deste ponto da dissertação em diante a MIT/NREL TLP, que pode ser vista na figura 3.1(a), será referenciada somente por TLP.

São apresentadas na tabela 3.4, algumas características desta plataforma [66, 67].

Diâmetro da Plataforma $[m]$	18
Altura de Betão $[m]$	$12,6$
Draft $[m]$	$47,89$
Deslocamento de Água $[m^3]$	$12,180$
Massa Total (incluindo balastro) $[kg]$	$8,6 \times 10^6$
CM abaixo do SWL $[m]$	$40,61$
Inercia de Roll em torno do CM $[kg.m^2]$	$571,6 \times 10^6$
Inercia de Pitch em torno do CM $[kg.m^2]$	$571,6 \times 10^6$
Inercia de Yaw em torno do CM $[kg.m^2]$	$361,4 \times 10^6$
Profundidade $[m]$	200
Raio de Influência $[m]$	$27,0$
Comprimento do Cabo sem estar Traccionado $[m]$	$151,7$
Distância aos Cabos de Ancoragem $[m]$	$27,0$
Comprimento de Cabo em Contacto com o Fundo Oceânico $[m]$	0
Diâmetro do Cabo $[m]$	$0,0809$
Massa Distribuída do Cabo $[kg/m]$	$116,0$
Rigidez Extensional do Cabo $[N]$	1500×10^6

Tabela 3.4: Sumário das Propriedades da MIT/NREL TLP [66, 67].

Esta plataforma surge na decorrência de colaborações entre o MIT e a NREL. A plataforma é cilíndrica com um balastro com betão e um sistema de ancoragem composto por quatro pares de cabos traccionados. Cada par de cabos está ligado à plataforma através de quatro pernas horizontais que se situam na base da plataforma, como se pode ver na figura 3.1 [66].

Apesar desta plataforma garantir o seu equilibro principalmente através do seu sistema de cabos ancorados verticais traccionados, tem ainda amortecimento inercial e hidrostático suficiente para garantir a estabilidade da estrutura durante o transporte e fixação no local estabelecido com a torre e a turbina já montadas [91].

Foi corrida a análise linear do FAST de acordo com todas as prescrições indicadas no manual [53], tendo sido posteriormente feita uma análise modal.

As frequências naturais para os modos principais da estrutura encontram-se exibidas na tabela 3.5.

Modo	Frequência [Hz]	Modo	Frequência [Hz]
Platform Surge	0,0165	Platform Roll	0,2229
Platform Sway	0,0165	Platform Pitch	0,2211
Platform Heave	0,4375	Platform Yaw	0,0972
1^{st} Tower S-S	0,5745	1^{st} Tower F-A	0,6311
2^{nd} Tower S-S	3,1491	2^{nd} Tower F-A	3,0578

Tabela 3.5: Frequências naturais da estrutura com a plataforma TLP [67].

As frequências naturais obtidas para os modos principais da estrutura foram bastante próximas, na maioria dos casos, às exibidas na tabela 3.5. Tal facto, é notório por observação da tabela 3.6.

Modo	Frequência [Hz]	Erro (%)	Modo	Frequência [Hz]	Erro (%)
Platform Surge	0,0167	0,93	Platform Roll	0,2213	0,70
Platform Sway	0,0167	0,99	Platform Pitch	0,2213	0,11
Platform Heave	0,4375	0,00	Platform Yaw	0,0978	0,59
1^{st} Tower S-S	0,5746	0,02	1^{st} Tower F-A	0,6322	0,18
2^{nd} Tower S-S	3,1492	0,00	2^{nd} Tower F-A	3,0572	0,02

Tabela 3.6: Frequências naturais obtidas para a estrutura na plataforma TLP e comparação com as exibidas na tabela 3.2.

3.2 Características da Torre de Suporte e da Turbina Eólica

Para as simulações efectuadas no decorrer desta dissertação, procurou-se que o único factor variável fossem as plataformas flutuantes utilizadas. Assim, tal como os parâmetros de vento e de mar, e os casos preconizados pelo IEC61400-3 são os mesmos para ambas as plataformas, também a torre de suporte e turbina eólicas instaladas o são.

As principais características da torre de suporte e da turbina eólica podem ser consultados na tabela 3.7.

Característica	**Valor**
Classificação da Turbina	5 MW
Orientação do Rotor	Upwind
Numero de Pás	3
Comprimento das Pás	$61,5$ m
Diâmetro do Rotor	126 m
Diâmetro da Hub	3 m
Altura da Hub	90 m
Sistemas de Controle	Variable-speed generator torque collective active pitch
Classe da Turbina pelo IEC[46]	IA
Cut-in Wind Speed	3 m/s
Rated Wind Speed	$11,4$ m/s
Cut-out Wind Speed	25 m/s
Cut-in Rotor Speed	$6,9$ rpm
Rated Rotor Speed	$12,1$ rpm
Rated Tip Speed	80 m/s
Overhang	5 m
Shaft Tilt	5 º
Precone	$2,5$ º
Massa do Rotor	110000 kg
Massa da Nacelle	240000 kg
Massa da Torre	347500 kg
Altura da Torre	$87,6$ m
Altura do Centro de Massa da Torre	$38,234$ m
Coordenadas do Centro de Massa do Conjunto	($-0,2$ m; $0,0$ m; $64,0$ m)
Coeficiente de Amortecimento	1 %
Diâmetro do Topo da Torre	$3,87$ m
Espessura do Topo da Torre	$0,025$ m
Diâmetro da Base da Torre	6 m
Espessura da Base da Torre	$0,035$ m

Tabela 3.7: Sumário das características principais da torre de suporte e da turbina eólica [50, 55, 66, 67].

O conjunto da torre com a turbina instalada recebe o nome de *NREL Offshore 5-MW Baseline Wind Turbine* [50]. Trata-se de uma turbina eólica *upwind* convencional de eixo horizontal com três pás e dois sistemas de controlo projectados para funcionar independentemente: *Variable Speed Generator-Torque Controller* e *Rotor Collective Blade Pitch Controller*.

O objectivo do primeiro sistema de controlo é maximizar a captura de energia quando a turbina está a funcionar abaixo do *Rated Wind Speed*. O objectivo do segundo sistema de controlo é regular a acção do vento sobre as pás quando a turbina está a funcionar acima do *Rated Wind Speed* ou até mesmo a protecção estrutural das pás quando o vento sopra a uma velocidade superior ao *Cut-Out Wind Speed*, como foi descrito na secção 2.2.7 [50].

A *NREL Offshore 5-MW Baseline Wind Turbine* surge do aglomerar de informações de diversos documentos publicados pelos fabricantes de turbinas, mas baseia-se principalmente em projectos para designs conceptuais de turbinas com especial foco no *Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) project* [66].

De acordo com o referido estudo, as propriedades mecânicas efectivas do aço na torre deverão ser: módulo de Young de 210 GPa, módulo de corte de $80,8$ GPa e densidade efectiva do aço de 8500 kg/m^3. O valor da densidade do aço utilizado, difere do valor típico de 7850 kg/m^3 para ter em conta a tinta, parafusos, soldadura e rebordos não contabilizados na espessura da torre [50, 57].

A torre tem forma tronco-cónica e é considerada encastrada à plataforma na base, tendo uma altura total de $87,6$ m. A secção transversal é circular oca, variando o diâmetro e a espessura linearmente da base ao topo. O diâmetro da base é de 6 metros e do topo de 3,87 metros. A espessura é de 0,035 metros na base diminuindo linearmente até aos 0,025 metros no topo.

3.3 IEC 61400-3: Estados Limites Últimos

As normas da IEC prescrevem geralmente um grande número de combinações de acções (DLC) possíveis[2]. A norma IEC61400-3 deriva da IEC61400-1 estando bastante consistente com ela. Deste modo, as condições de vento, falhas do sistema e/ou avarias preconizadas em ambas as normas são idênticas, tendo a IEC61400-3 acrescentado imposições devido ao mar, uma vez que se destina a estruturas offshore.

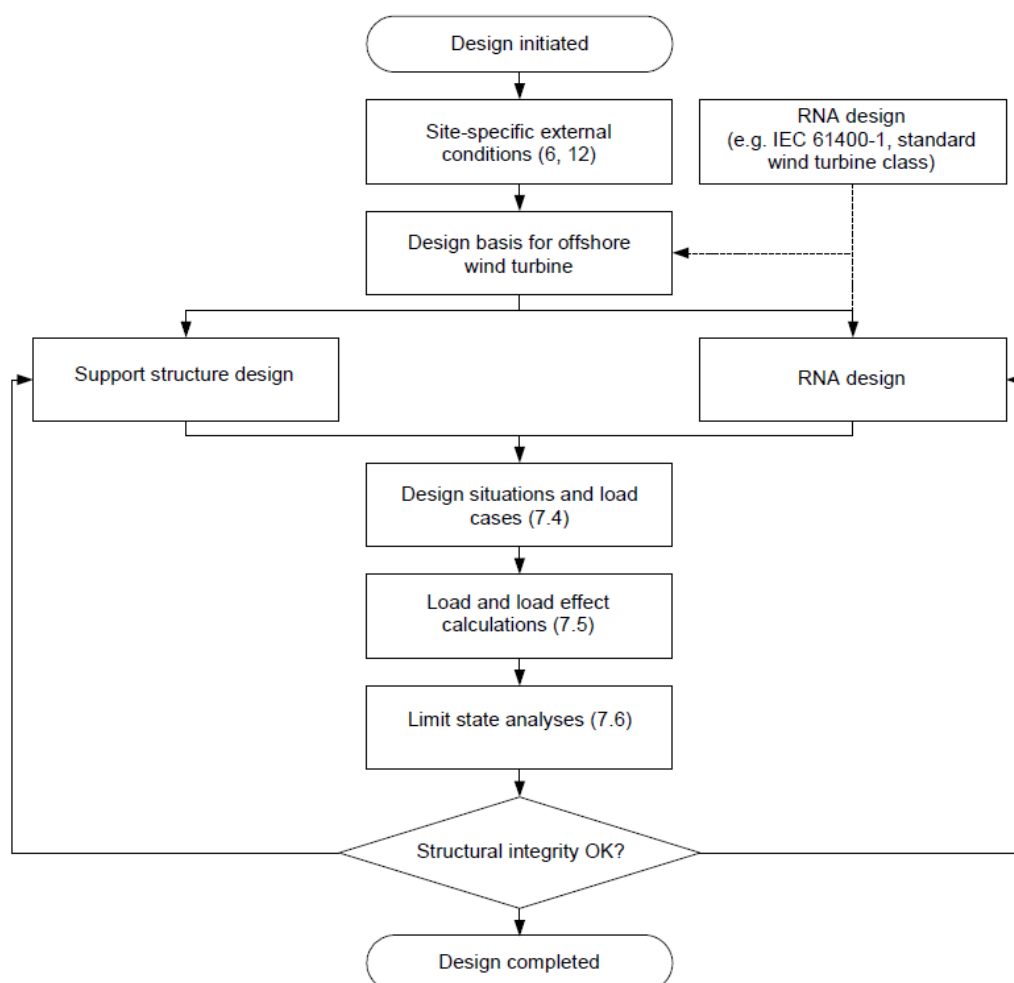



Figura 3.2: Procedimento de cálculo de acordo com IEC61400-3 [47].

A figura 3.2 mostra o procedimento de cálculo para uma turbina eólica offshore de acordo com o IEC61400-3. Uma vez que as estruturas de suporte foram definidas em 3.1 e o design da turbina (RNA - Rotor Nacelle Assembly) foi definido em 3.2, de acordo com o esquema, segue-se a definição das combinações de acções

[2] Nas normas utilizadas, IEC61400-1 [46] e IEC61400-3 [47], estas combinações de acções vêm referidas em inglês como Design Load Cases (DLC) pelo que deste ponto para a frente sempre que quisermos referir combinação de acções escreveremos apenas DLC.

utilizadas (Design Situations and Load Cases (7.4 do IEC61400-3)).

A definição das combinações de acções utilizadas será evidenciada com maior destaque nos parágrafos seguintes. A tabela 3.8 sumariza as características consideradas em cada DLC utilizado na análise.

3.3.1 Combinações de Acções (DLC)

De acordo com Jonkman [55], para esta análise preliminar em que se procura somente saber se os elementos de suporte da estrutura resistem às acções impostas, não é necessário correr todos os DLC impostos pela norma. Acrescenta ainda que, de acordo com a sua experiência e com a prática geral da industria em turbinas eólicas onshore e offshore fixas ao fundo, os estados limites de fadiga podem não ser considerados nesta fase. Isto porque uma análise de fadiga só é considerada após se verificar que a estrutura resiste de facto a Estados Limites Últimos (ELU) primeiramente mais relevantes como o de plastificação ou o de encurvadura.

Seguindo ainda as indicações de Jonkman [55], de entre os DLC preconizados no IEC61400-3 não foram considerados os DLC 3.x, 4.x, e 5.x. Estes DLC referem-se, respectivamente, a sequências de inicio de funcionamento da turbina, turbina a desligar-se de modo normal e turbina a ter de ser desligada de emergência. O motivo pelo qual não foram considerados estes DLC prende-se com o facto do sistema de controlo da turbina implementado no FAST não se encontrar programado para considerar automaticamente sequências de inicio e fim de funcionamento. Deste modo, para condições de avaria em que a turbina deixa subitamente de funcionar (2.x), é o utilizador que tem de alterar determinados parâmetros do FAST que forcem uma paragem do funcionamento turbina, como será descrito na secção 3.5.

O DLC 8.x que se refere ao transporte, montagem e manutenção não foi também considerado. De acordo com Jonkman [55], apesar destes quatro DLC não considerados terem governado os carregamentos criticos de algumas turbinas eólicas históricas, de acordo com a sua vasta experiência, elas não são as mais gravosas na grande maioria dos casos.

Pretendeu-se que as avarias escolhidas para as simulações fossem as avarias com maior probabilidade de ocorrência. As falhas e avarias foram, por esse motivo, escolhidas de acordo com a experiência de Jonkman [55].

Os DLC considerados foram então:

- 1.x - Turbina em Produção Normal;
- 2.x - Turbina em Produção Normal com ocorrência de falha ou avaria;
- 6.x - Turbina Parada;
- 7.x - Turbina Parada com ocorrência de falha ou avaria.

Todas as abreviaturas utilizadas nesta tabela 3.8, correspondem às abreviaturas utilizadas na norma IEC61400-3. A explicação do seu significado encontra-se no inicio desta dissertação em *Abreviaturas*.

DLC	Velocidade do Vento	Altura de Onda	Direcções Ondas/Vento	Outras Condições
1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s \vert V_{hub}]$	COD, UNI	
1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s \vert V_{hub}]$	COD, UNI	
1.4	ECD $V_{hub} = V_r \pm 2m/s$	NSS $H_s = E[H_s \vert V_{hub}]$	MIS, wind direction change	
1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s \vert V_{hub}]$	COD, UNI	
1.6a	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = E[H_{s,SSS} \vert V_{hub}]$	COD, UNI	
2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s \vert V_{hub}]$	COD, UNI	falha do sistema $\rightarrow$ variação pitch pá
2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2\ m/s$; V_{out}	NSS $H_s = E[H_s \vert V_{hub}]$	COD, UNI	3 casos de falha eléctrica e rajada
6.1a	EWM $V_{hub} = k_1 \times V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 \times H_{s50}$	MIS, MUL	Variação do Yaw: -8°; 0°; 8°
6.2a	EWM $V_{hub} = k_1 \times V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 \times H_{s50}$	MIS, MUL	Falha Eléctrica $\rightarrow$ -90° $< Yaw <$ 90°
6.3a	EWM $V_{hub} = k_1 \times V_1$	ESS $H_s = k_2 \times H_{s1}$	MIS, MUL	Variação Extrema do Yaw: -20°; 0°; 20°
7.1a	EWM $V_{hub} = k_1 \times V_1$	ESS $H_s = k_2 \times H_{s1}$	MIS, MUL	Pá presa Yaw: -8°; 0°; 8°

Tabela 3.8: Combinações de acções do IEC61400-3 consideradas na análise.

3.3.2 Nível do Mar e Correntes

Relativamente aos ELU considerados deve referir-se que a norma IEC61400-3 considera diferentes níveis de água: desde o HSWL que corresponde ao nível de

água mais elevado, até ao LSWL que corresponde ao nível de água mais baixo. Nesta análise, tal como noutras, não foi considerada a variação do nível de água, considerando-se assim a água sempre ao nível médio - MSL[3] [55, 65, 67].

As correntes foram previamente referidas na secção 2.3.6, tendo sido considerada a sua acção na análise para todos os DLC simulados. A norma IEC61400-3 considera correntes normais (NCM) para os DLC 1.x e 2.x e correntes extremas (ECM) para os DLC 6.x e 7.x. Tal consideração deve-se ao facto das correntes estarem de certo modo associadas ao estado do mar.

Nesta análise foram consideradas correntes normais (NCM) para todos os DLC simulados [4] uma vez que que as correntes sub-superficiais teriam mais relevância para uma análise aos cabos e não tanto para a análise pretendida. A acrescentar a isto, pesa o facto de muitos autores não considerarem sequer as correntes nas suas análises [55, 67].

As correntes normais são compostas pela conjunção das correntes superficiais geradas por influência do vento (6.4.2.2 da IEC61400-3) e as correntes formadas por quebra de ondas em zonas costeiras (6.4.2.3 da IEC61400-3). Assim, a diferença entre as correntes normais (NCM) e as correntes extremas (ECM) prende-se com o facto das correntes extremas incluírem uma terceira componente de correntes relativa às correntes sub-superficiais (6.4.2.1 da IEC61400-3).

Uma vez que para todos os DLC foram consideradas NCM, a componente sub-superficial das correntes não foi considerada. Em adição, visto não nos encontrarmos numa zona costeira, a componente de correntes formadas por quebra de ondas não foi também considerada, por indicação da norma. Deste modo interessa saber como foram consideradas as correntes superficiais geradas pelo vento.

De acordo com 6.4.2.2 do IEC61400-3, a velocidade das correntes superficiais deve variar linearmente com a expressão $U_c(z)$, desde o nível da superfície do mar com valor de velocidade $U_c(0)$ até uma profundidade de 20 m onde a velocidade deve ser nula. As equações 3.1 indicam a forma de cálculo das velocidades de corrente referidas.

$$U_c(z) = U_c(0)(1 + \frac{z}{20}) \tag{3.1a}$$

$$U_c(0) = 0,01V_{1-hora}(z = 10m) \tag{3.1b}$$

O valor $V_{1-hora}(z = 10m)$ refere-se ao valor médio do vento em 1 hora medido a uma cota de 10 metros acima do nivel das água do mar.
Caso não seja indicado pelo DLC o contrário, as correntes superficiais geradas pelo vento devem ser consideradas co-direccionais com o vento.

[3] consultar 6.4.3 da IEC61400-3 para mais informações sobre os níveis do mar a considerar.
[4] consultar 6.4.2 da IEC61400-3 para mais informações sobre as correntes a considerar.

3.3.3 Simulação das Combinações de Acções

De acordo com o esquema de procedimento de cálculo aconselhado no IEC61400-3 e apresentado na figura 3.2, após definidas as acções actuantes é necessário que sejam simuladas as combinações de acções (*Load and Load Effect Calculations* 7.5 do IEC61400-3)). As condições exigidas pela norma em questão para cada combinação de acções e explicitadas na tabela 3.8 são introduzidas no FAST através dos inputs que serão referidos com mais pormenor na secção 3.5.

Os ventos utilizados nas simulações foram criados pelo *Turbsim* e pelo *IECwind*[5]. O turbsim foi utilizado para criar modelos de vento turbulentos: ETM, EWM e NTM. O IECwind foi usado para criar modelos de vento determinísticos: ECD, EOG e EWS.

As combinações de acções definidas no IEC61400-3 exigem um grande número de simulações para cada caso. Devido à morosidade das simulações e ao facto de ser uma análise preliminar, não vão ser consideradas todas as possibilidades, sendo no entanto analisadas todas as situações mais gravosas. De seguida explicam-se assim as exigências de simulação da norma e as realmente utilizadas na análise[6]:

- De acordo com o IEC61400-3, para os DLC 1.1 e 1.3 são necessárias 6 simulações de 10 minutos para cada condição de vento e ondas a variar as seeds de vento e as seeds[7] de ondas. Foram feitas 3 em vez de 6 simulações de 10 minutos para cada caso. Tendo assim sido feitas um total de 45 simulações para cada um dos DLC referidos.

- Para os DLC 1.4 e 1.5 o IEC61400-3 requer 6 simulações de 1 minuto para cada condição de vento e ondas a variar as seeds das ondas. Não são feitas variações de seeds de vento pois os modelos de vento determinísticos usados não requerem utilização de seeds. Das 6 simulações de 1 minuto para cada caso, foram feitas apenas 2, o que resultou num total de 108 simulações para o DLC 1.4 e 120 simulações para o DLC 1.5.

- Para os DLC 1.6a, 6.1a, 6.2a, 6.3a e 7.1a em que são consideradas condições do mar severas e regimes de vento turbulentos, o IEC61400-3 requer 6 simulações para cada condição de vento, ondas e alinhamento

[5] Ambos os programas são de distribuição gratuita, e tal como o FAST disponibilizados pela NREL no seu website.

[6] Todos os inputs introduzidos no código FAST serão melhor explicados em 3.5 e descritos um a um em A.1.

[7] Seeds ou RandomSeeds são valores utilizados para iniciar um processo de criação de uma série de números aleatórios. Neste caso as seeds de ondas são responsáveis pela criação de séries temporais de ondas que respeitem os parâmetros H_s e T_p inseridos, e as seeds de vento são responsáveis pela criação de séries temporais de vento turbulento que respeitem o parâmetro V_{hub} inserido.

da direcção do rotor com o vento (yaw) com variações nas seeds de vento e mar. Foram consideradas 3 variações de seeds para o DLC 1.6a e 2 variações de seeds para os DLC 6.1a, 6.2a, 6.3a e 7.1a tendo sido efectuadas um total de 45 simulações para o DLC 1.6a, 54 simulações para o DLC 6.1a, 81 simulações para o DLC 6.2a, 54 simulações para o DLC 6.3a e 54 simulações para o DLC 7.1a.

- Para os DLC 2.1 e 2.3 o IEC61400-3 requer 12 simulações de 10 minutos para cada condição de vento e ondas com variação nas seeds de vento e mar e 6 simulações de 1 minuto para cada condição de vento e ondas com variação na seed de mar. Das 12 pedidas pela norma foram feitas 3 variações de seed para o DLC 2.1 e das 6 pedidas para o DLC 2.3 foram feitas 2. Isto resultou num total de 45 simulações para o DLC 2.1 e 166 simulações para o DLC 2.3.

3.3.4 Coeficientes Parciais de Segurança

O último passo do esquema de procedimento de cálculo aconselhado pelo IEC61400-3 e apresentado na figura 3.2 corresponde à verificação da integridade estrutural. Tal, será efectuado nas secções 4.2.5 e 4.2.6.

Para passar à verificação de segurança, os valores obtidos pelas simulações das combinações de acções devem ser afectados pelos coeficientes parciais de segurança - *Limit State Analyses* (7.6 do IEC61400-3).

A afectação com factores parciais de segurança pode ser efectuada sobre as acções a aplicar ou sobre os esforços obtidos, consoante se siga a abordagem 1 ou a abordagem 2, respectivamente (ver figura 3.3).

Os factores parciais de segurança relevantes para a análise, que constam do IEC61400-3, e respectivos valores podem ser consultados na tabela 3.9. Os factores parciais de segurança prendem-se sobretudo com o facto de ser considerada uma situação normal, uma situação anormal, ou um estado limite de fadiga (repita-se que os estados limites de fadiga não foram considerados na análise).

Condição Desfavorável		Condição Favorável
Situação Normal (N)	Situação Anormal (A)	Todas as Situações
1,35	1,1	0,9

Tabela 3.9: Coeficientes parciais de segurança considerados no IEC61400-3.

Assim para os DLC 1.x e 6.x o valor do factor parcial de segurança aplicado aos esforços da base da torre foi o correspondente a uma situação *Normal* e para os DLC 2.x e 7.x o valor do factor parcial de segurança aplicado aos esforços da

base da torre foi o correspondente a uma situação *Anormal*.

A abordagem utilizada na análise efectuada nesta dissertação foi a abordagem 2. Os esforços finais, obtidos através da simulação dos DLC considerados e posteriormente afectados pelo coeficiente parcial de segurança respectivo, encontram-se tabelados na secção B.1.

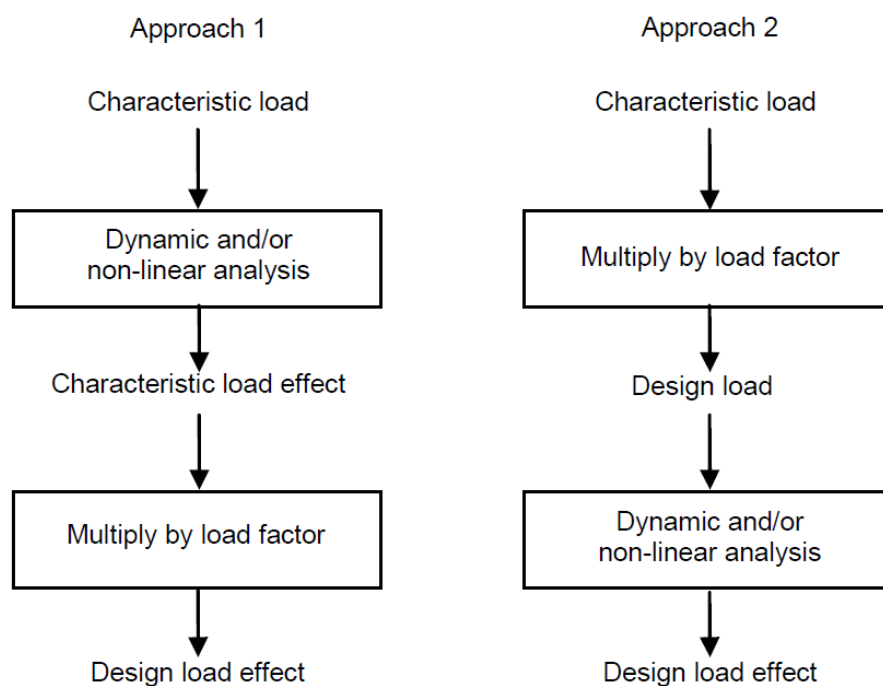



Figura 3.3: Procedimento de cálculo de acordo com IEC61400-3.

3.4 Acções Consideradas na Análise

3.4.1 Vento e Corrente

Observando a coluna correspondente à velocidade do vento na tabela 3.8 constatamos que muitas vezes a norma IEC61400-3 especifica valores de velocidades entre a velocidade de vento em que a turbina começa a funcionar e a velocidade em que esta se desliga (V_{in} < V_{hub} < V_{out} ou para o caso em análise 3 m/s < V_{hub} < 25 m/s).

Apesar da indicação da norma apontar para que sejam testadas velocidades distanciadas de 2 m/s, tal consideração levaria a um numero de simulações demasiado elevado. Optou-se assim por considerar velocidades de vento com intervalos mais espaçados, de $5m/s$, pelo que as velocidades de vento consideradas para o caso referido foram: 4, 9, 14, 19 e 24 m/s.

Como foi visto na secção 3.3.2, a velocidade das correntes está fortemente correlacionada com as velocidades do vento. Estando definidas as velocidades do vento, as velocidades de corrente ao nível da superfície puderam ser calculadas com recurso às equações 3.1. A velocidade da corrente varia linearmente com a profundidade até atingir a velocidade nula a uma profundidade de 20 m.

Assim, os valores de velocidade de corrente superficial obtidos foram: $0,04$, $0,09$, $0,14$, $0,19$ e $0,24$ m/s para as velocidades de vento de 4, 9, 14, 19 e 24 m/s, respectivamente.

3.4.2 Altura de Onda

Olhando para a coluna respectiva às ondas na tabela 3.8, é notório que muitas vezes a altura de onda a considerar corresponde ao valor esperado de altura de onda dado que o vento sopra a uma determinada velocidade (H_s=$E[H_s|V_{hub}]$). Estas considerações, que foram explicadas na secção 2.1.2, não podem, no entanto, ser utilizadas na análise.

Para que se pudesse fazer uma análise desse tipo, teriam de existir dados simultâneos de altura de onda e velocidade do vento [48, 78]. O facto de não se dispor desse tipo de dados impossibilita ainda que técnicas como *hindcast*[8] sejam aplicadas.

Quando esses dados simultâneos obtidos por medições *"in situ"* fossem introduzidos, obter-se-ía um gráfico com as velocidades de vento nas abcissas e as alturas de onda nas ordenadas, ou vice-versa, como mostra o exemplo da

[8] *Hindcast* é um método estatístico em que valores passados conhecidos ou estimados são utilizados no modelo de forma a estimar novos valores que estejam de certo modo adequados aos valores conhecidos.

figura 3.4.

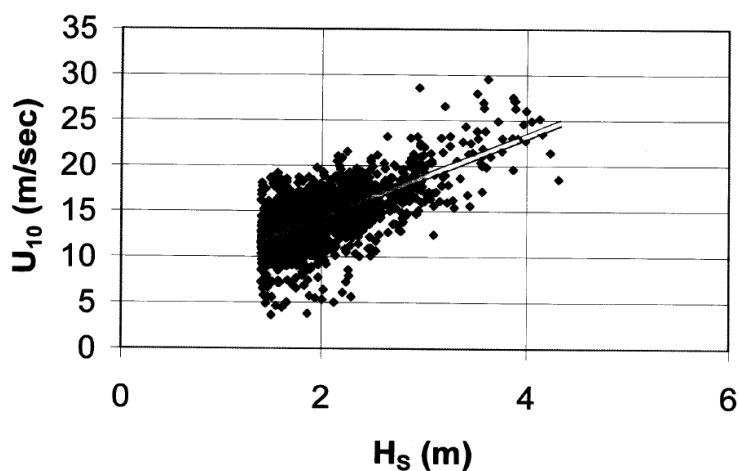



Figura 3.4: Exemplo de registo de medições simultâneas de H_s e V_w [78].

Na figura 3.5, foi utilizada uma distribuição de Weibull (referida na secção 2.2.2) por ser a que melhor se adequa aos valores medidos, podendo ainda ser usada uma distribuição lognormal dependendo dos casos [48, 78]. Ambas se adequam geralmente bastante bem por serem distribuições de máximos.

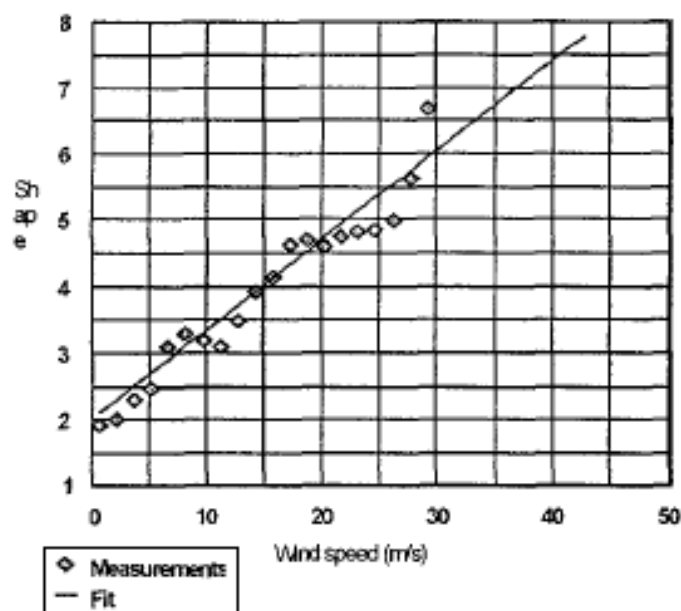



Figura 3.5: Exemplo de comparação das probabilidades de ocorrência e da função densidade probabilidade de Weibull [48].

Como foi previamente referido, os valores simultâneos de H_s e V_w são desconhecidos. Sendo conhecidos somente os valores médios de velocidade do vento na zona, referidos na secção 2.2.4 e que serão considerados para a análise com valores entre os 8 m/s e os 9 m/s. Têm-se ainda os valores médios de $H_s = 2,05m$ e $T_z = 6,7s$ fornecidos pelo IH e referidos na secção 2.3.2.

De acordo com Ronold [78] e através da análise probabilista que fez com os dados simultâneos de H_s e V_w recolhidos no parque eólico de Horns Rev, quando uma distribuição de Weibull se adequa bem aos valores de vento para uma dada altura de onda $(U_{10}|H_s)$, pode utilizar-se a função probabilidade acumulada de Weibull para a representação, tal que:

$$F_{U_{10}}(u|H_s) = 1 - e^{-(\frac{u}{c})^k} \tag{3.2}$$

Em que u representa a velocidade de vento considerada, e os parâmetros k e c são parâmetros da distribuição de Weibull indicados em 2.2.2.

Tempel [84] sugere, na sua tese de doutoramento, alguns valores a considerar para esses parâmetros consoante o local a analisar. Por seu turno Ronold [78], obteve valores experimentais através dos dados recolhidos no parque eólico de Horns Rev no Mar do Norte.

Considerou-se que uma média entre os valores apresentados por Tempel para zonas offshore e os valores obtidos por Ronold, seriam os melhores valores a utilizar na análise (ver tabela 3.10).

Foi considerada a média destes valores, para que não fossem seguidos somente os valores sugeridos por Ronold, por terem sido obtidos através das leituras do Mar do Norte (condições bastante mais agrestes do que as de Portugal) e para que não se seguissem somente os valores sugeridos por Tempel, de caracter teórico.

	Tempel[84]			Ronold[78]	Média
parâmetro/local	offshore	costa	onshore	Mar do Norte	
c	11,3	9	7,3	8,426	9,863
k	2,2	2	1,76	1,708	1,954

Tabela 3.10: Parâmetros da distribuição de Weibull k e c considerados [78, 84].

O primeiro objectivo, passa assim por dizer que a velocidade dos ventos segue uma probabilidade de ocorrência, de acordo com a função de probabilidade acumulada de Weibull explicitada na equação 3.2, utilizando os valores médios dos parâmetros k e c, referidos na tabela 3.10.

O segundo objectivo passa por associar a cada velocidade de vento (V_w), uma altura de onda (H_s) correspondente. Relembre-se que cada velocidade de vento tinha já uma probabilidade associada. Deste modo, houve uma procura por tentativas de obter uma expressão matemática em que:

- Os valores médios de H_s e V_w coincidissem com os valores que tínhamos das leituras, isto é $H_s = 2,05$ m e $V_w = 8$ m/s; ou caso não fosse possível valores próximos mas mais gravosos.

- O gráfico obtido dessa expressão com velocidades de vento (V_w) nas abcissas e alturas de ondas (H_s) nas ordenadas, tivesse de certo modo uma forma que estivesse de acordo com a medições utilizadas por Ronold [78], visíveis na figura 3.4. Analisando essa figura notamos que:

  - entre os 5 m/s e os 20 m/s de velocidade de vento (U_{10}) temos uma grande disparidade de valores de altura de onda (H_s) entre cerca de $1,6$ m e $3,2$ m logo a expressão 3.3 tem de conferir uma maior inclinação no inicio do gráfico.
  - acima dos 20 m/s de velocidade de vento (U_{10}) temos uma menor disparidade de valores de altura de onda (H_s) entre cerca de $3,3$ m e $4,3$ m logo a expressão 3.3 tem de conferir menor inclinação nos valores finais do gráfico.

A expressão encontrada por tentativas que melhor respeitava as condições previamente referidas é evidenciada pela equação 3.3 com os parâmetros a, b e d com os valores $0,279$, $4,123$ e $0,8932$ respectivamente.

$$H_s(V_w) = -d + e^{-(\frac{V_w}{b})^a} \tag{3.3}$$

Esta expressão foi ainda baseada numa expressão similar usada por Ronold para modelar condições de vento e ondas combinadas num documento produzido para a RECOFF [79].

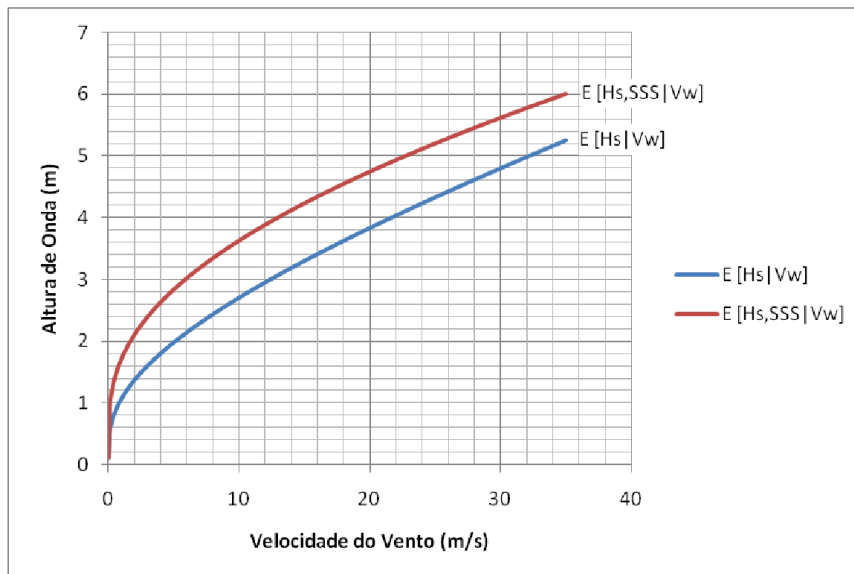
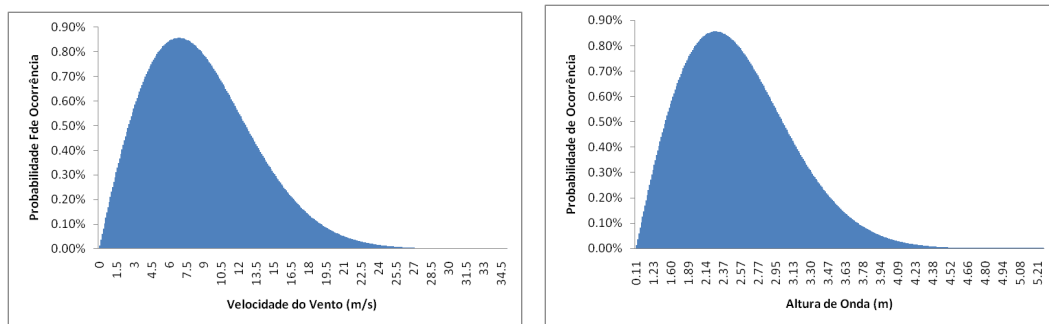



Figura 3.6: Valores obtidos para o valor esperado condicional de H_s em função de V_w ou simplesmente $E[H_s|V_w]$.

Foi assim utilizada a equação 3.3 com os parâmetros referidos, para associar as velocidade de vento (V_w) a uma altura de onda correspondente (H_s), sendo o gráfico do valor esperado de altura de onda em função do vento $(E[H_s|V_w])$ visível na figura 3.6.

Estando já as probabilidades de ocorrência associadas às velocidades de vento através da equação 3.2 foi possível criar gráficos de probabilidade de ocorrência de ventos e de ondas para o local, como mostra a figura 3.7.

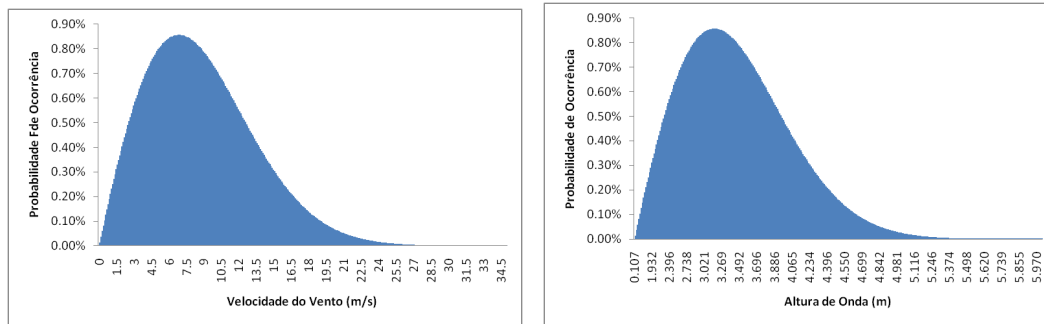
Foi ainda possível obter os valores médios ponderados com a probabilidade de ocorrência, tendo-se obtido uma altura de onda média (H_s) de $2,5$ m e uma velocidade do vento (V_w) média de $8,8$ m/s, que embora sejam superiores aos valores fornecidos, não se encontram muito desfasados, sendo representativos do local a analisar.

(a) Função densidade de Weibull demonstrando a probabilidade de ocorrência das velocidades de vento no local.

(b) Função densidade de Weibull demonstrando a probabilidade de ocorrência das alturas de onda no local.

Figura 3.7: Probabilidade de ocorrência de velocidades de vento e alturas de onda no local para condições normais.

3.4.3 Condições Extremas e Severas

Para o estado de mar severo (SSS), o procedimento utilizado foi mais ou menos similar. Uma vez que as velocidades do vento (V_w) e as alturas de onda (H_s) são introduzidos nas simulações em separado, consideraram-se as mesmas probabilidades de ocorrência das velocidades de vento, obedecendo à equação 3.2.

Para relacionar as velocidades de vento (V_w) com as alturas de onda (H_s) utilizou-se novamente a equação 3.3. No entanto os valores dos parâmetros a, b e d foram alterados para $0,197$, $1,238$ e $0,8932$ respectivamente. Estes valores foram obtidos por tentativa, de modo a que o gráfico representativo de $E[H_{s,SSS}|V_w]$ se comportasse da forma pretendida. Com estas alterações aos parâmetros da equação 3.3, obtivemos o gráfico da figura 3.6 correspondente a $E[H_{s,SSS}|V_w]$.

(a) Função densidade de Weibull demonstrando a probabilidade de ocorrência das velocidades de vento no local para estado de mar severo.

(b) Função densidade de Weibull demonstrando a probabilidade de ocorrência das alturas de onda no local para estado de mar severo.

Figura 3.8: Probabilidade de ocorrência de velocidades de vento e alturas de onda no local para condições severas.

Esta alteração procurou que para os mesmos valores de vento (V_w) associados às respectivas probabilidades de ocorrência, fossem considerados valores de altura de onda (H_s) mais gravosos que representassem assim um estado de mar severo (SSS). A figura 3.8 dá conta disto mesmo. Note-se que a média ponderada das velocidades de ventos (V_w), como seria de esperar, manteve-se em $8,8$ m/s enquanto que a média ponderada do valor de altura de onda aumentou para $3,4$ m.

Os DLC 6.x e 7.x exigem ainda a utilização para o mar das grandezas H_{s1} e H_{s50} e para o vento das grandezas V_{ref}, V_1 e V_{50}. Os valores dos parâmetros de conversão k_1 e k_2 encontram-se definidos na tabela 3.11 de acordo com o disposto na norma IEC61400-3.

Estado de Mar Extremo (ESS)			Estado d Vento Extremo (EWM)			
k_2 (-)	H_{s1} (m)	H_{s50} (m)	k_1 (-)	V_{ref} (m/s)	V_1 (m/s)	V_{50} (m/s)
$1,09$	$9,7$	$11,2$	$0,95$	50	50	40

Tabela 3.11: Grandezas e parâmetros para EWM e ESS.

De acordo com 6.4.1.5 de IEC61400-3 para uma condição de estado de mar extremo (ESS): H_{s1} representa a altura de onda extrema com um período de recorrência de 1 ano e H_{s50} representa a altura de onda extrema com um período de recorrência de 50 anos.

Na nossa análise H_{s1} foi considerada igual ao valor máximo da altura de onda registada pelo IH para o local e previamente referido na secção 2.3.2, assim assumimos $H_{s1} = 9,7$ m. Quanto a H_{s50} foi considerado na nossa análise que seria 15 % superior a H_{s1}, pelo que foi assumido $H_{s50} = 11,2$ m.

De acordo com o IEC61400-1 V_{ref} representa o valor de velocidade de referência da turbina, valor esse que depende da classe da mesma. Uma vez que a nossa turbina é de classe *I A*, o valor a considerar é $V_{ref} = 50m/s$.

O capitulo 6.3.2.1 do IEC61400-1 [46] dedica-se ao modelo de velocidade de vento extrema (EWM), sendo nesse capitulo definidas as grandezas V_1 e V_{50} de acordo com as equações 3.4.

$$V_{50}(z) = V_{ref} \times \left(\frac{(z)}{z_{hub}}\right)^{0,11} \tag{3.4a}$$

$$V_1(z) = 0,8 \times V_{50}(z) \tag{3.4b}$$

Considerando $z = z_{hub}$ obtêm-se os valores de V_{50} e consequentemente de V_1 mais gravosos, e cujos valores se encontram na tabela 3.11.

3.4.4 Periodo Médio e Periodo de Pico

Como foi explicado na secção 2.3.2 existe uma diferença significativa entre T_z (período médio) e T_p (período de pico). O período médio indicado pelo IH para a zona considerada é de $6,7$ seg. Deste, modo foram considerados na simulação três períodos de onda: 5, 6 e 7 seg.

A utilização destes três períodos de onda vai ainda de encontro a informação cedida pelo IH. De acordo com Costa [30, 31], nas estações da costa oeste portuguesa, os valores mais frequentes de período médio de onda situam-se entre os 5 e os 7 seg (representando $44,3$ % das leituras em Leixões), valores superiores a 9 seg não atingem $11,7$ % de ocorrências.

No entanto, o valor a introduzir nas simulações é o período de pico (T_p), e não o período médio (T_z), pelo que importa referir como foi feita a passagem de T_z para T_p. A norma DNV-RP-C205 [34] é bastante completa neste tema. No entanto, e como estamos a seguir o IEC61400-3, vamos utilizar a abordagem especificada no seu capítulo $B4$ que se baseia numa relação aproximada (equação 3.5).

$$T_z = T_p \times \sqrt{\frac{5+\gamma}{11+\gamma}} \tag{3.5a}$$

Quando é utilizado o espectro de *Pierson-Moskowitz*, $\gamma = 1$ pelo que:

$$T_p = 1,41 \times T_z \tag{3.5b}$$

Aplicando a equação 3.5 aos três períodos médios de onda: 5, 6 e 7 seg obtiveram-se os respectivos períodos de pico $7,1$, $8,5$ e $9,9$ seg. Refira-se ainda que para o estado de mar severo (SSS) e para os estados de mar extremos (ESS) em vez de $T_z = 5seg \rightarrow T_p = 7,1seg$ foi utilizado $T_z = 3seg \rightarrow T_p = 4,2seg$.

A utilização de menores períodos de pico teve como objectivo a criação de espectros de densidade de frequências de Pierson-Moskowitz, onde a zona mais energética do espectro correspondesse a frequências mais altas. Deste

modo, a banda de frequências mais energética das ondas ficou mais próxima das frequências características de alguns movimentos das plataformas (ex: roll/pitch da TLP), como será visto mais adiante nas secções 4.1.2 e 4.2.2. É de referir, no entanto, que em Leixões a observação de períodos médios de onda entre 3 e 5 segundos corresponde apenas a $14,4$ % de ocorrências [30, 31].

Quando ocorrem tempestades, representadas nesta análise por estados de mar extremos e severos, o período médio de onda (T_z) aumenta [30, 31]. Consequentemente, para uma representação do local, poderia ter sido feita uma análise alternativa em que se contabilizassem períodos médios de onda superiores, e não inferiores como foi feito nesta análise, pelos motivos previamente referidos.

3.5 Inputs do Fast

De acordo com o que foi referido na secção 3.3.3, o IEC61400-3 prescreve diferentes durações das simulações dependentemente das condições consideradas em cada DLC. A duração das simulações é alterada no *FAST* através da alteração do input `Tmax` no *primary input file* (ver figura 3.9).

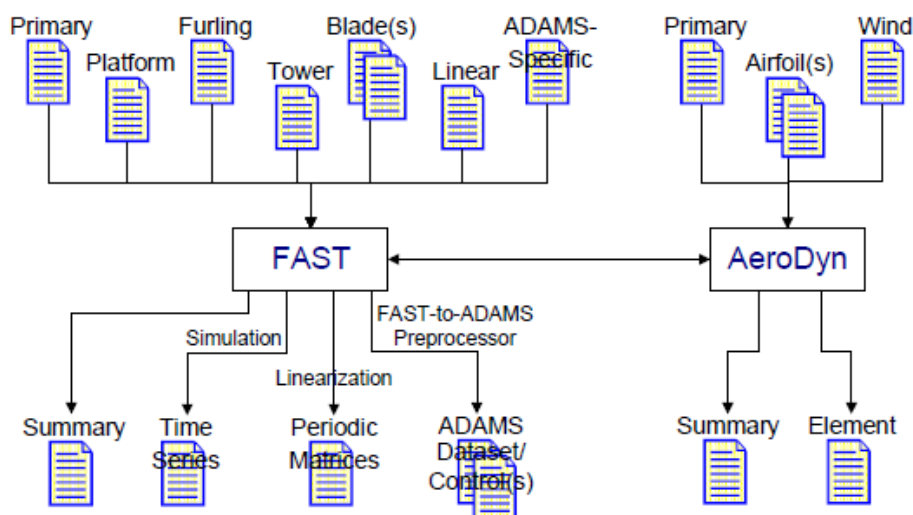



Figura 3.9: Ficheiros de input e de output do FAST [53].

Ventos Como foi foi dito anteriormente, o *Turbsim* foi utilizado para criar modelos de vento turbulentos: ETM, EWM e NTM, enquanto que o *IECwind* foi usado para criar modelos de vento determinísticos: ECD, EOG e EWS. No caso dos ventos turbulentos é necessário definir *randseeds* para a geração de ventos turbulentos aleatórios apartir do espectro de densidade de Kaimal. Essas *randseeds* foram alteradas no ficheiro a introduzir no *Turbsim*.

Os modelos de vento são colocados na pasta *Winddata* como ficheiros *primary* ou *wind* dependendo dos casos. O *Aerodyn*, código responsável pela simulação dos ventos, vai depois buscar os ficheiros de vento a essa pasta para os simular de modo a que se tornem inputs válidos do FAST, como se pode ver pelo esquema ilustrado na figura 3.9.

As velocidades do vento consideradas para a simulação e indicadas nas tabelas deste capitulo, que sumarizam os principais inputs de cada um dos DLC, referem-se à velocidade do vento que sopra à altura de referência da *nacelle* (90 metros acima do nivel do mar).

O *Aerodyn* faz variar as velocidades do vento com a altura, de acordo com a lei exponencial (equação 2.8 descrita na secção 2.2.1), utilizando um factor de $0,14$ como indicado pelo IEC61400-3.

Condições do Mar As alterações às condições de mar são efectuadas no *platform file* (ver figura 3.9). Assim para impormos as grandezas desejadas temos de alterar:

- `WaveHs` para a altura de onda (H_s);
- `WaveTp` para o período de pico (T_p);
- `CurrNSV0` para a velocidade da corrente;
- `WaveSeed(1)` e `WaveSeed(2)` para alterar as randseeds do mar.

As condições do mar são geradas apartir da definição destes parâmetros com recurso ao espectro de densidade de Pierson-Moskowitz.

Direcções de Incidência Há duas ideias a reter na direcção de incidência de ondas, corrente e vento:

- ϕ representa o desalinhamento do rotor (*yaw rotation*) em relação à direcção principal de incidência do vento (eixo do *x*) medido através do ângulo de desvio em relação ao eixo dos *x* no plano *xy*. Este ângulo é introduzido no programa através do input `NacYaw` no *primary input file* do FAST;
- β representa a direcção de incidência das ondas e corrente, medida através do ângulo de desvio da acção incidente em relação ao eixo dos *x* no plano *xy*. Este ângulo é introduzido no programa através do input `WaveDir` para as ondas e `CurrNSDir` para as correntes, ambos no *platform file* do FAST.

Condições Especiais e Avarias Estes fenómenos foram simulados segundo a experiência de Jonkman [55], de modo a cobrirem as falhas e avarias com maior probabilidade de ocorrência.

Uma vez que a turbina não tem programadas rotinas de inicio de funcionamento, todas as simulações em que a turbina está em funcionamento (DLC 1.x e 2.x) tiveram um acréscimo de duração de 30 segundos para que os outputs do FAST só fossem lidos 30 segundos depois do inicio da simulação [55]. Deste modo não são contabilizados efeitos exteriores à análise pretendida durante o tempo em que os sistemas de controlo da turbina ainda estão a adaptar a sua disposição para as acções simuladas.

As simulações de avaria efectuadas para os DLC em que a turbina está em funcionamento (DLC 2.x) levam invariavelmente a que os sistemas de controle cessem o funcionamento do rotor e consequentemente à paragem da produção de energia.

Para os DLC em que a turbina não se encontra em funcionamento (DLC 6.x e 7.x) os sistemas de controle de *pitch* e *torque* do gerador encontram-se desligados, as pás encontram-se com o seu ângulo de ataque a $90°$ (regime de travão) e a

nacelle está presa em ângulos definidos de *yaw*.

As seguintes situações foram simuladas recorrendo à informação do manual do programa [53]:

- **Desligar sistemas de controle** - o sistema de controle de pitch é ligado ou desligado através do input `PCMode` enquanto o sistema de controle de *torque* é ligado ou desligado através do input `VSContrl`, ambos constam do *input file* do FAST;
- **Alterar ângulos de pitch** - os ângulos de pitch são alterados através dos comandos `TPitManS`(υ), `TPitManE`(υ) e `B1PitchF`(υ) (em que υ pode ser subsituido por 1, 2 ou 3 para distinguir as diferentes pás):
  - `TPitManS`(υ) tempo de inicio da manobra de sobreposição de *pitch*;
  - `TPitManE`(υ) tempo de fim da manobra de sobreposição de *pitch*;
  - `B1PitchF`(υ) valor de *pitch* que se pretende obter no fim da manobra de sobreposição.
- **Alterar ângulos de yaw** - os ângulos de yaw são alterados através dos comandos `TYawManS`, `TYawManE` e `NacYawF`:
  - `TYawManS` tempo de inicio da manobra de sobreposição de *yaw*;
  - `TYawManE` tempo de fim da manobra de sobreposição de *yaw*;
  - `NacYawF` valor de *yaw* que se pretende obter no fim da manobra de sobreposição.

3.5.1 Valores Utilizados no DLC 1.1

Com recurso ao *Turbsim* são criados ficheiros de séries de tempo de vento para o *FAST* que obedeçam às indicações prescritas na norma IEC61400-1 para o modelo de vento deste DLC (NTM) e aos inputs introduzidos pelo utilizador (randseeds e velocidades de vento).

DLC	1.1
Condições de Vento	NTM
Velocidades de Vento (m/s)	4 ; 9 ; 14 ; 19 ; 24
Condições do Mar	NSS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,04$; $0,09$; $0,14$; $0,19$; $0,24$
Alturas de Onda (m)	$1,8$; $2,6$; $3,2$; $3,7$; $4,2$
Períodos de Pico (seg)	$7,1$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$
Randseeds Consideradas	3

Tabela 3.12: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 1.1.

Durante os 10 minutos de duração da simulação deste DLC, a turbina encontra-se a produzir energia normalmente.

3.5.2 Valores Utilizados no DLC 1.3

Este DLC diferencia-se do anterior pelo modelo de vento utilizado. Deste modo, para o modelo de vento deste DLC (ETM) a intensidade de turbulência é superior à considerada no modelo do DLC anterior (NTM).

DLC	1.3
Condições de Vento	ETM
Velocidades de Vento (m/s)	4 ; 9 ; 14 ; 19 ; 24
Condições do Mar	NSS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,04$; $0,09$; $0,14$; $0,19$; $0,24$
Alturas de Onda (m)	$1,8$; $2,6$; $3,2$; $3,7$; $4,2$
Períodos de Pico (seg)	$7,1$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$
Randseeds Consideradas	3

Tabela 3.13: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 1.3.

Tal como no DLC anterior, a turbina encontra-se a produzir energia normalmente durante os 10 minutos de duração da simulação deste DLC.

3.5.3 Valores Utilizados no DLC 1.4

O *IECwind* cria ficheiros de séries de tempo de vento para o *FAST* que obedeçam: aos inputs introduzidos pelo utilizador (velocidades de vento) e às indicações prescritas na norma IEC61400-1. O modelo de vento deste DLC (ECD) caracteriza-se por uma alteração repentina da direcção acompanhada por um aumento súbito da velocidade do vento, devido a uma rajada.

DLC	1.4
Condições de Vento	ECD
Velocidades de Vento (m/s)	$9,4$; $11,4$; $13,4$
Condições do Mar	NSS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,04$; $0,14$; $0,24$
Alturas de Onda (m)	$1,8$; $3,2$; $4,2$
Períodos de Pico (seg)	$7,1$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	variação da direcção do vento durante a rajada
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$
Randseeds Consideradas	2

Tabela 3.14: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 1.4.

A turbina encontra-se a produzir energia normalmente durante os 60 segundos de duração da simulação deste DLC.

3.5.4 Valores Utilizados no DLC 1.5

Este DLC diferencia-se do anterior devido ao modelo de vento considerado (EWS). O modelo de vento EWS caracteriza-se pela ocorrência de duas rajadas transitórias: uma com direcção vertical e outra com direcção horizontal.

DLC	1.5
Condições de Vento	EWS
Velocidades de Vento (m/s)	4 ; 9 ; 14 ; 19 ; 24
Condições do Mar	NSS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,04$; $0,09$; $0,14$; $0,19$; $0,24$
Alturas de Onda (m)	$1,8$; $2,6$; $3,2$; $3,7$; $4,2$
Períodos de Pico (seg)	$7,1$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$
Randseeds Consideradas	2

Tabela 3.15: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 1.5.

Tal como sucedia no DLC anterior, a turbina encontra-se a produzir energia normalmente durante os 60 segundos de duração da simulação deste DLC.

3.5.5 Valores Utilizados no DLC 1.6a

Neste DLC é utilizado o mesmo modelo de vento do DLC 1.1. De facto, o DLC 1.6a só diverge do DLC 1.1 no estado de mar considerado. A norma IEC61400-3 exige que para o DLC 1.6 seja simulado um estado de mar severo (SSS).

DLC	1.6a
Condições de Vento	NTM
Velocidades de Vento (m/s)	4 ; 9 ; 14 ; 19 ; 24
Condições do Mar	SSS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,04$; $0,09$; $0,14$; $0,19$; $0,24$
Alturas de Onda (m)	$2,6$; $3,5$; $4,1$; $4,6$; $5,1$
Períodos de Pico (seg)	$4,2$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$
Randseeds Consideradas	3

Tabela 3.16: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 1.6a.

A turbina encontra-se a produzir energia normalmente durante os 60 minutos de duração da simulação deste DLC. A norma exige que a duração da simulação seja de pelo menos 60 minutos sempre que sejam considerados estados de mar severos (SSS) ou extremos (ESS).

3.5.6 Valores Utilizados no DLC 2.1

Este DLC é, em relação às condições de vento e mar, semelhante ao DLC 1.1. No entanto, diverge do DLC 1.1 pois considera a ocorrência de uma avaria.

DLC	2.1
Condições de Vento	NTM
Velocidades de Vento (m/s)	4 ; 9 ; 14 ; 19 ; 24
Condições do Mar	NSS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,04$; $0,09$; $0,14$; $0,19$; $0,24$
Alturas de Onda (m)	$1,8$; $2,6$; $3,2$; $3,7$; $4,2$
Períodos de Pico (seg)	$7,1$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$
Randseeds Consideradas	3
Outras Condições	Falha no sistema de controlo de *pitch* das pás (uma das pás foge para os $0°$ de *pitch*)

Tabela 3.17: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 2.1.

A avaria simulada prende-se com o facto de uma das pás ignorar o sistema de controlo de pitch e ajustar-se diferentemente das outras para um ângulo de ataque de 0º. Alguns segundos depois, o sistema de segurança dá conta do sucedido e ajusta as outras duas pás para o ângulo máximo de 90º(regime travão) o que faz com que o rotor pare e o sistema deixe de produzir energia.

A turbina encontrava-se a produzir energia normalmente até ocorrer a avaria simulada, pelo que a produção de energia não se processa durante todo o intervalo de 10 minutos de duração da simulação deste DLC.

3.5.7 Valores Utilizados no DLC 2.3

O modelo de vento deste DLC (EOG), que se caracteriza por uma rajada repentina muito forte, é criado com recurso ao *IECwind*

A avaria simulada, neste DLC, prende-se com uma falha do fornecimento de energia à turbina, o que leva o sistema de segurança a actuar e a orientar as pás para o ângulo máximo de ataque de 90º de modo a parar o movimento do rotor.

Foram considerados três casos distintos para este DLC uma vez que temos dois eventos importantes: a rajada forte e a falha eléctrica. Consequentemente, foram testados os casos em que a rajada ocorre antes, em simultâneo e após a falha eléctrica.

A turbina encontrava-se a produzir energia normalmente até ocorrer a avaria simulada, pelo que a produção de energia não se processa durante todo o intervalo de 10 minutos de duração da simulação deste DLC.

DLC	2.3
Condições de Vento	EOG
Velocidades de Vento (m/s)	$9,4$; $11,4$; $13,4$; 25
Condições do Mar	NSS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,04$; $0,14$; $0,24$
Alturas de Onda (m)	$1,8$; $3,2$; $4,2$
Períodos de Pico (seg)	$7,1$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$
Randseeds Consideradas	2
Outras Condições	Três situações de falha eléctrica: antes, durante e depois da rajada

Tabela 3.18: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 2.3.

3.5.8 Valores Utilizados no DLC 6.1a

O modelo de vento utilizado neste DLC (EWM), que se caracteriza por uma velocidade de vento extrema, foi criado com recurso ao *Turbsim*.

DLC	6.1a
Condições de Vento	EWM
Velocidades de Vento (m/s)	$47,5$
Condições do Mar	ESS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,475$
Alturas de Onda (m)	$12,2$
Períodos de Pico (seg)	$4,2$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$; $\phi = -8°$; $\phi = 8°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$; $\beta = -30°$; $\beta = 30°$
Randseeds Consideradas	2
Outras Condições	Turbina não está em funcionamento sendo testadas 3 direcções de *yaw*

Tabela 3.19: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 6.1a.

Neste DLC são testadas as possibilidades do rotor não estar bem alinhado com a direcção principal do vento, através da alteração do ângulo ϕ e a possibilidade da direcção principal de ondas e corrente estar desalinhada com a direcção do vento, alterando-se o ângulo β.

A turbina não se encontra em funcionamento, estando o rotor parado. Deste modo não há produção de energia. Todas as pás se encontram em regime de travão, dispostas no seu ângulo de ataque máximo de $90°$. A simulação tem uma duração de 60 minutos, por imposição da norma IEC61400-3, uma vez que é considerado um estado de mar extremo (ESS).

3.5.9 Valores Utilizados no DLC 6.2a

Neste DLC, como em todos os DLC 6.xa, o modelo de vento utilizado é o EWM, que se caracteriza por uma velocidade de vento extrema.

DLC	6.2a
Condições de Vento	EWM
Velocidades de Vento (m/s)	$47,5$
Condições do Mar	ESS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,475$
Alturas de Onda (m)	$12,2$
Períodos de Pico (seg)	$4,2$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$; $\phi = \pm 22,5°$; $\phi = \pm 45°$; $\phi = \pm 67,5°$; $\phi = \pm 90°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$; $\beta = -30°$; $\beta = 30°$
Randseeds Consideradas	1
Outras Condições	Falha eléctrica impossibilita sistema de *yaw* de direccionar rotor com o vento

Tabela 3.20: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 6.2a.

Neste DLC simula-se a impossibilidade do sistema de orientação direccional (*yaw*) da turbina, se alinhar com a direcção principal do vento. Deste modo, o vento pode estar a vir de qualquer direcção, pelo que são testados vários ângulos de incidência do vento por alteração do ângulo ϕ. A possibilidade da direcção principal de ondas e corrente estar desalinhada com a direcção do vento é também prevista, alterando-se o ângulo β.

Tal como no DLC anterior, a norma IEC61400-3 obriga a simulação a ter uma duração de 60 minutos devido ao estado de mar extremo (ESS). A turbina não se encontra em funcionamento estando todas as pás em regime de travão, dispostas no seu ângulo de ataque máximo de $90°$.

3.5.10 Valores Utilizados no DLC 6.3a

Este DLC diferencia-se essencialmente do DLC 6.1a por se considerar a possibilidade do vento incidente sobre o rotor ter ângulos de desalinhamento mais gravosos. NO DLC 6.1a consideravam-se angulos ϕ entre -8º e 8º, neste DLC consideram-se angulos ϕ entre -20º e 20º.

No entanto, os parâmetros de input de ondas e vento são menos gravosos para este DLC, do que para o DLC 6.1a. Em vez de se considerarem as grandezas de vento e ondas com períodos de recorrência de 50 anos (V_{50} e H_{s50}), consideram-se as grandezas de vento e ondas com períodos de recorrência de 1 ano (V_1 e H_{s1}).

A turbina não se encontra em funcionamento, estando o rotor parado com todas as pás em regime de travão, dispostas no seu ângulo de ataque máximo de $90°$.

Sendo considerado um estado de mar extremo (ESS), a duração da simulação é de 60 minutos.

DLC	6.3a
Condições de Vento	EWM
Velocidades de Vento (m/s)	38
Condições do Mar	ESS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,38$
Alturas de Onda (m)	$10,6$
Períodos de Pico (seg)	$4,2$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$; $\phi = \pm 20°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$; $\phi = \pm 30°$
Randseeds Consideradas	2
Outras Condições	Turbina desalinhada com a direcção principal do vento

Tabela 3.21: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 6.3a.

3.5.11 Valores Utilizados no DLC 7.1a

Este DLC considera a possibilidade do vento incidente sobre o rotor ter ângulos de desalinhamento iguais aos do DLC6.1. Para além disso, os input de ondas e vento são semelhantes ao DLC6.3. A duração das simulações deste DLC é de 60 minutos por ser considerado um estado de mar extremo (ESS).

DLC	7.1a
Condições de Vento	EWM
Velocidades de Vento (m/s)	38
Condições do Mar	ESS
Velocidades de Corrente (m/s)	$0,38$
Alturas de Onda (m)	$10,6$
Períodos de Pico (seg)	$4,2$; $8,5$; $9,9$
Direcção do Vento	$\phi = 0°$; $\phi = \pm 8°$
Direcção de Corrente e Ondas	$\beta = 0°$; $\phi = \pm 30°$
Randseeds Consideradas	2
Outras Condições	Uma das pás está presa com ângulo de ataque de 0º e as outras 2 em regime de travão

Tabela 3.22: Sumário dos valores introduzidos na análise do DLC 7.1a.

A turbina não se encontra em funcionamento, estando o rotor parado. A diferença deste DLC, consiste na consideração de uma avaria em que uma das pás está presa no ângulo de ataque de $0°$ contrariando as outras pás que se encontram, como é suposto, em regime de travão com o ângulo de ataque a $90°$.

Capítulo 4

Discussão dos Resultados

4.1 Apresentação de Resultados

4.1.1 Energia Produzida

São apresentados neste capítulo os valores médios de energia produzida pelo gerador da turbina para os DLC 1.x e 2.x (estabelecidos no IEC61400-3) referentes às situações em que se encontra em funcionamento.

ITI - Média da Energia Produzida pelo Gerador em kW						
DLC 1.1	DLC 1.3	DLC 1.4	DLC 1.5	DLC $1.6a$	DLC 2.1	DLC 2.3
3521.0	3520.9	4139.6	3508.3	3530.7	2184.3	2568.8
TLP - Média da Energia Produzida pelo Gerador em kW						
DLC 1.1	DLC 1.3	DLC 1.4	DLC 1.5	DLC $1.6a$	DLC 2.1	DLC 2.3
3544.8	3551.9	4246.1	3531.8	3556.5	2198.7	2668.7

Tabela 4.1: Média da energia produzida pelo gerador, instalado nas duas plataformas testadas, para cada DLC (kW).

4.1.2 Frequências

Numa primeira abordagem, foram comparadas as frequências naturais das plataformas em análise (indicadas na secção 3.1) com o espectro de densidade do vento (utilizou-se o de Kaimal descrito na secção 2.2.3) e com o espectro de densidade das ondas (utilizou-se o de Pierson-Moskowitz descrito na secção 2.3.4).

Os resultados obtidos são mostrados nos gráficos das figuras 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4. Refira-se que as figuras enunciadas ilustram somente a banda de frequências em que o espectro é mais energético.

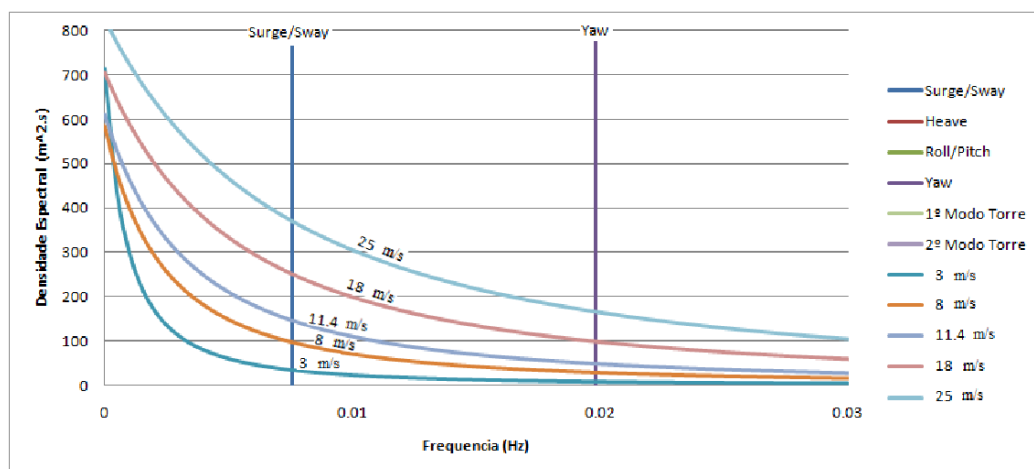



Figura 4.1: Espectro de densidade de ventos de Kaimal e frequências naturais da ITI.

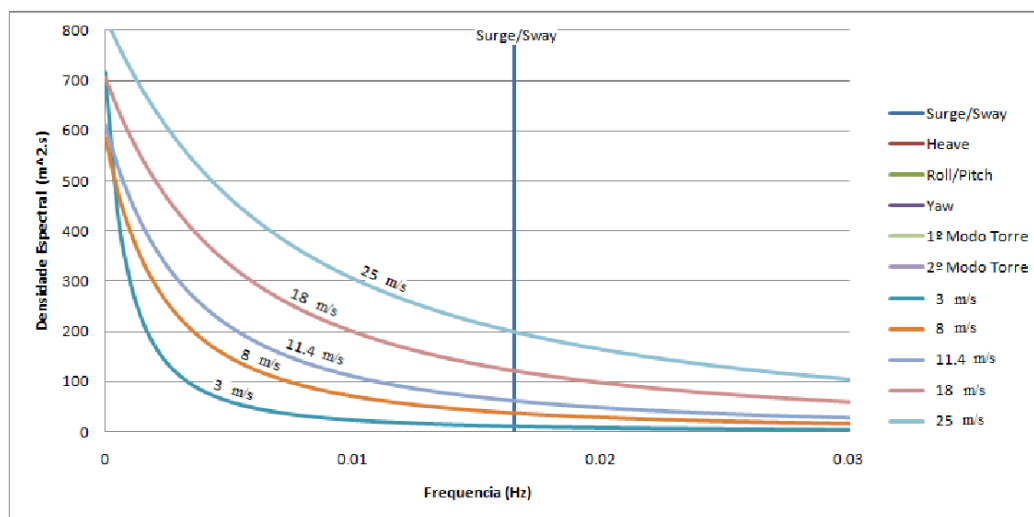



Figura 4.2: Espectro de densidade de ventos de Kaimal e frequências naturais da TLP.

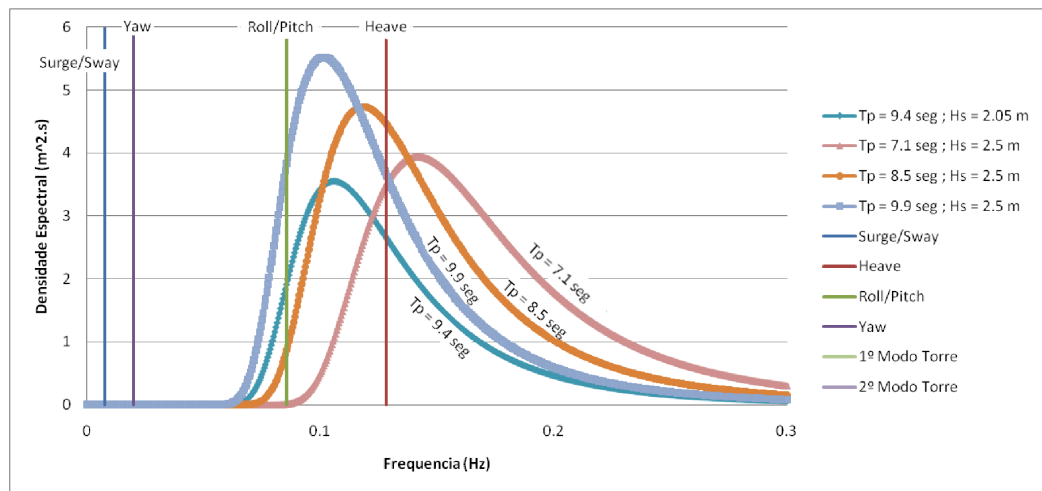



Figura 4.3: Espectro de densidade do mar de Pierson-Moskowitz e frequências naturais da ITI.

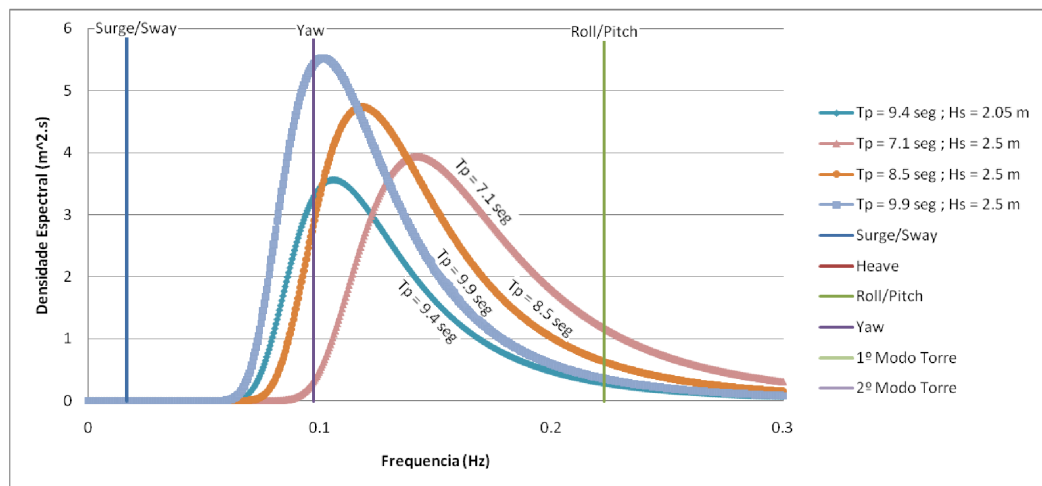



Figura 4.4: Espectro de densidade do mar de Pierson-Moskowitz e frequências naturais da TLP.

4.1.3 Deslocamentos das Plataformas

São apresentados nesta secção os valores máximos de deslocamentos de cada uma das plataformas nas direcções descritas na secção 1.3.1 para cada um dos DLC estabelecidos no IEC61400-3 simulados neste trabalho.

DLC	Surge (m)	Sway (m)	Heave (m)	Roll (°)	Pitch (°)	Yaw (°)
1,1	44,4	5,1	3,0	2,4	7,7	12,2
1,3	45,8	5,9	3,0	2,6	7,6	15,1
1,4	46,6	1,7	1,8	0,8	5,3	11,8
1,5	40,7	2,6	1,8	1,1	4,6	8,2
1,6a	45,3	5,9	4,0	4,5	11,6	16,3
2,1	44,4	7,2	2,9	3,0	11,6	41,2
2,3	43,1	2,6	1,8	1,0	5,3	2.8
6,1	16,4	31,5	2,1	8,6	15,9	26,5
6,2	46,1	37,5	2,1	22,6	15,8	42,9
6,3	15,9	30,2	1,8	13,6	13,7	25,4
7,1	30,1	9,0	1,7	11,0	9,1	15,1

Tabela 4.2: Valores máximos de deslocamento da ITI obtidos para cada um dos DLC .

DLC	Surge (m)	Sway (m)	Heave (m)	Roll (°)	Pitch (°)	Yaw (°)
1,1	7,4	0,7	0,2	0,1	0,7	3,2
1,3	7,4	0,9	0,2	0,2	0,8	3,9
1,4	8,4	0,5	0,2	0,2	0,6	5,5
1,5	6,6	0,4	0,1	0,1	0,5	3,0
1,6a	9,0	1,2	0,3	0,3	0,8	3,0
2,1	7,4	1,3	0,3	0,5	0,8	21,2
2,3	7,7	0,3	0,2	0,1	0,6	0,8
6,1	3,2	3,0	0,1	0,4	0,9	4,5
6,2	7,5	6,6	1,8	3,0	2,5	65,7
6,3	2,8	3,5	0,1	0,7	0,7	6,6
7,1	3,7	3,5	0,0	0,5	0,6	5,4

Tabela 4.3: Valores máximos de deslocamento da TLP obtidos para cada um dos DLC .

4.1.4 Esforços na Base da Torre

São apresentados nesta secção os valores máximos de esforços obtidos na base da torre de sustentação instalada nas diferentes plataformas analisadas para cada um dos DLC estabelecidos no IEC61400-3 simulados neste trabalho.

DLC	F_x (kN)	F_y (kN)	F_z (kN)	M_x (kN.m)	M_y (kN.m)	M_z (kN.m)
1,1	3374	1042	8145	88370	262700	8731
1,3	3396	1246	8153	105100	263800	10370
1,4	2549	368	7502	38980	201100	10630
1,5	2033	414	7446	35800	162200	6188
1,6a	5107	1744	8414	139000	398300	11750
2,1	4891	1834	8145	146700	381100	31940
2,3	2528	506	7496	34240	198900	4422
6,1	5428	2948	7644	232700	422300	5209
6,2	12650	11830	10270	710400	553500	154200
6,3	4697	4469	7435	350300	365900	12520
7,1	3388	3592	7407	285200	273200	2497

Tabela 4.4: Valores máximos dos esforços na base da torre instalada na ITI obtidos para cada um dos DLC.

DLC	F_x (kN)	F_y (kN)	F_z (kN)	M_x (kN.m)	M_y (kN.m)	M_z (kN.m)
1,1	1675	363	7054	34450	137800	7069
1,3	1867	402	7089	38570	154200	8790
1,4	1523	201	7063	20920	131200	10070
1,5	981	214	6964	23530	84350	5468
1,6a	3155	1019	7365	86510	255100	9473
2,1	2201	1074	7067	86640	176600	25970
2,3	1481	296	6975	20470	127000	2310
6,1	3652	1676	7149	139300	299200	2690
6,2	8244	7421	9242	500300	508700	172700
6,3	3048	2719	7177	226400	248500	11510
7,1	2281	2019	7020	171100	196200	11410

Tabela 4.5: Valores máximos dos esforços na base da torre instalada na TLP obtidos para cada um dos DLC.

4.1.5 Deslocamentos no Topo e Momentos de Segunda Ordem

Nesta secção são apresentados os valores obtidos nas simulações do FAST para os deslocamentos no topo da torre na direcção *x* (fore-aft) e na direcção *y* (side-to-side). São ainda apresentados os valores de cálculo dos esforços, a introduzir na análise devido a imperfeições geométricas e momentos de segunda ordem, indicados na parte 1-1 do Eurocódigo 3 [23].

DLC	Deslocamento Topo		Imperfeições		Momentos 2ª Ordem	
	d_x (m)	d_y (m)	H_x (kN)	H_y (kN)	M_x (kN.m)	M_y (kN.m)
1,1	1,58	0,47	178	64	2129	7139
1,3	1,58	0,56	178	72	2511	7143
1,4	1,22	0,23	140	39	1051	5483
1,5	0,99	0,20	117	36	911	4463
1,6a	2,39	0,71	261	88	3181	10794
2,1	2,30	0,74	252	91	3344	10383
2,3	1,20	0,17	139	33	789	5411
6,1	2,54	1,19	277	137	5356	11467
6,2	2,80	3,04	304	328	13709	12653
6,3	2,19	1,78	241	198	8014	9887
7,1	1,69	1,47	189	166	6620	7635

Tabela 4.6: Valores máximos de deslocamento no topo da torre instalada na ITI obtidos para cada um dos DLC e contabilização dos momentos de segunda ordem e das imperfeições.

DLC	Deslocamento Topo		Imperfeições		Momentos 2ª Ordem	
	d_x (m)	d_y (m)	H_x (kN)	H_y (kN)	M_x (kN.m)	M_y (kN.m)
1,1	0,82	0,22	99	38	988	3691
1,3	0,91	0,24	109	39	1071	4094
1,4	0,80	0,15	98	30	663	3625
1,5	0,51	0,16	67	31	718	2291
1,6a	1,53	0,51	172	67	2283	6891
2,1	1,03	0,49	121	65	2196	4648
2,3	0,78	0,14	96	30	635	3537
6,1	1,78	0,80	198	97	3592	8032
6,2	2,37	2,37	259	259	10677	10704
6,3	1,47	1,30	167	148	5844	6652
7,1	1,21	1,00	140	118	4517	5474

Tabela 4.7: Valores máximos de deslocamento no topo da torre instalada na TLP obtidos para cada um dos DLC e contabilização dos momentos de segunda ordem e das imperfeições.

Os valores obtidos para os deslocamentos no topo da torre pelo FAST, foram medidos em relação ao centro geométrico da posição indeformada da torre (deste modo, não contabilizam a translação, como mostra a figura 4.5).

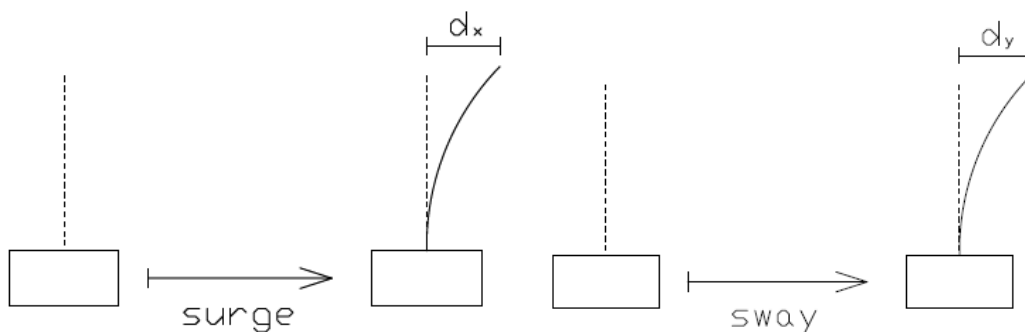



Figura 4.5: Medição dos deslocamentos no topo da torre.

Imperfeições Geométricas De acordo com o EC 3-1-1, em **5.3.2 (7)** o efeito das imperfeições pode ser substituído por um sistema horizontal de forças equivalentes como mostra a figura 4.6.

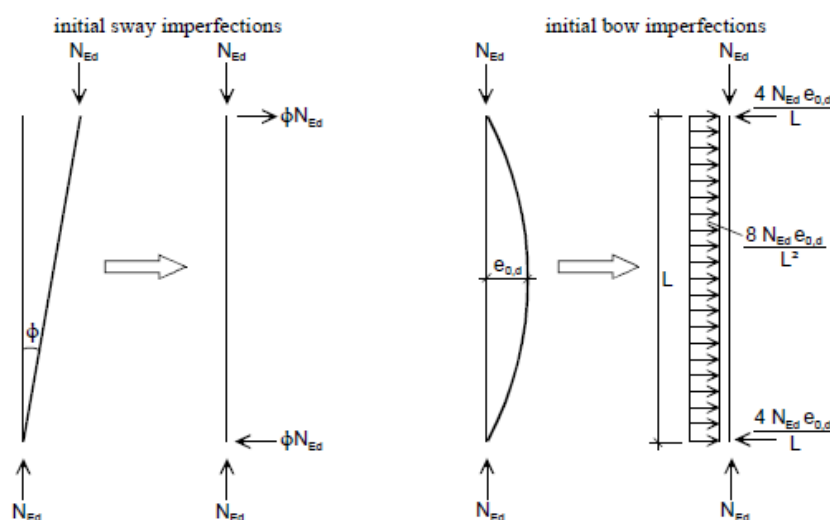



Figura 4.6: Substituição das imperfeições geométricas por um sistema equivalente de forças horizontais [23].

O valor de ϕ foi obtido de acordo com **5.3.2 (3)** do EC 3-1-1 como é mostrado de seguida:

$$\phi = \phi_0 \times \alpha_h \times \alpha_m \tag{4.1a}$$

$$\phi_0 = \frac{1}{200} \tag{4.1b}$$

$$\alpha_h = \frac{2}{\sqrt{h}} \quad mas \quad \frac{2}{3} \leq \alpha_h \leq 1,0 \tag{4.1c}$$

$$\alpha_m = \sqrt{0,5 \times \left(1 + \frac{1}{m}\right)} \tag{4.1d}$$

Na tabela 4.8 são mostrados os valores utilizados para o cálculo e os valores obtidos com as equações 4.1.

Valores Utilizados			Valores Obtidos		
m	h	ϕ_0	α_h	α_m	ϕ
1	87,6	0,005	0,214	1	0,00333

Tabela 4.8: Valores utilizados e obtidos para o cálculo das imperfeições de acordo com **5.3.2 (3)** do EC 3-1-1.

O valor de $e_{0,d}$ foi considerado, por simplificação, na direcção *x* como metade do deslocamento do topo d_x e na direcção *y* como metade do deslocamento do topo d_y.

Momentos de 2ª Ordem Para além das forças calculadas pelo FAST há ainda a considerar os momentos de segunda ordem, em *x* e *y*, na base da torre.

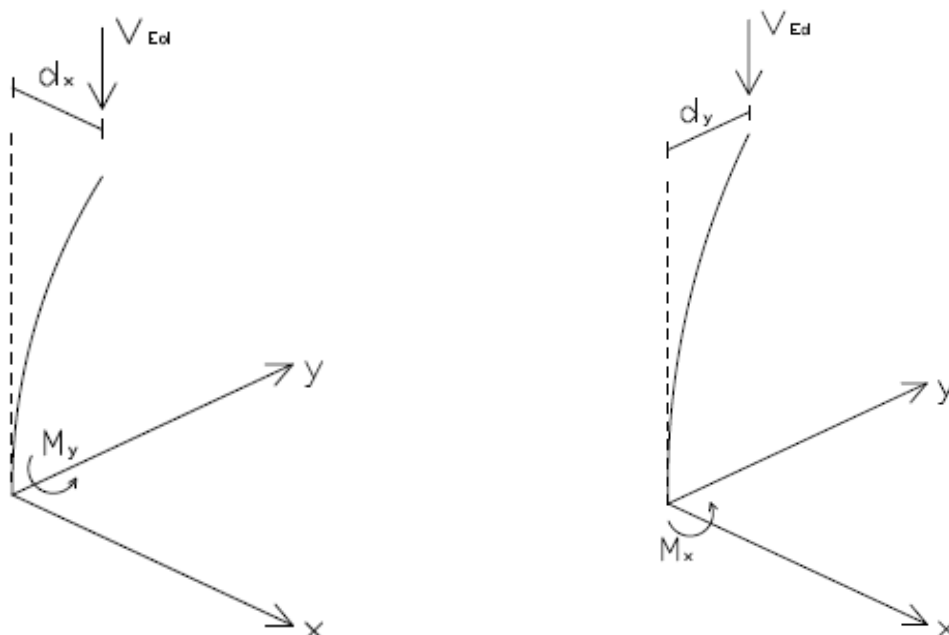



Figura 4.7: Representação esquemática dos momentos de segunda ordem.

Estes momentos são provocados pelas cargas actuantes no topo, e em que o braços da força serão os deslocamentos do topo da torre. A figura 4.7 ilustra isso com melhor exactidão.

Para o cálculo dos momentos de segunda ordem apresentados nas tabelas 4.6 e 4.7, foi considerado por simplificação que o centro de massa do conjunto *nacelle* mais rotor (vector V_{Ed} representado na figura 4.7) se situa ao longo da linha indeformada apesar disso não corresponder à verdade.

O valor de V_{Ed} foi obtido multiplicando a massa total do conjunto *nacelle* mais *rotor* (consultar a tabela 3.7 para ver os valores de massa destes componentes) pelo valor da aceleração da gravidade.

4.2 Análise e Discussão dos Resultados

4.2.1 Energia Produzida

O tempo total de simulações de todos os DLC em que ocorre produção de energia (DLC 1.x e 2.x) é igual a 5938 minutos o que equivale a sensivelmente 4 dias. Há que referir no entanto que para os DLC 2.1 e 2.3 devido à ocorrência da avaria, a produção de energia não se desenvolve durante todo o tempo de simulação.

Em qualquer dos DLCs considerados nesta análise, a produção eléctrica média do gerador da turbina instalada na plataforma TLP superou a produção eléctrica da turbina instalada na plataforma ITI.

No totalidade das simulações referidas, e em 4 dias como foi dito, o gerador instalado na TLP produziu mais 4637 kWh do que o instalado na ITI. Os 4637 kWh a mais produzidos no período temporal referido, correspondem a uma produção energética $1,5$ % superior na TLP em relação à na ITI.

Não sabemos ao certo qual a probabilidade de ocorrência dos casos simulados em cada um dos DLC, ou durante quanto tempo estamos perante os casos simulados em cada um dos DLC. Essas informações seriam relevantes para o cálculo de uma média ponderada que transmitisse uma ideia correcta da quantidade de energia que de facto a turbina instalada na TLP iria produzir a mais que a turbina instalada na ITI.

No entanto, e uma vez que a TLP produz mais energia que a ITI em cada um dos DLC especificados no IEC 61400-3 podíamos no limite pensar numa produção anual linearmente proporcional à produção energética obtida na totalidade das simulações consideradas. Deste modo, considerando que a produção energética da TLP é $1,5$ % superior à produção energética da ITI, ao final de um ano, a TLP teria produzido quase mais $414,5$ MWh de energia do que a ITI.

De acordo com a EDP [8], um cliente residencial tem um consumo de energia médio anual de 3213 kWh. Pelo que, e de acordo com os pressupostos previamente referidos, a produção energética da turbina eólica quando instalada na TLP permite satisfazer as necessidades energéticas de mais 129 clientes habitacionais, do que quando instalada na ITI.

O facto da turbina instalada na TLP produzir mais energia, parece prender-se com o facto das movimentações desta plataforma serem menores do que as da plataforma ITI, como será visto adiante.

4.2.2 Frequências

Os dois factores determinantes da análise, vento e ondas, são caracterizados por terem picos energéticos em frequências muito baixas, como mostra a figura 4.8.

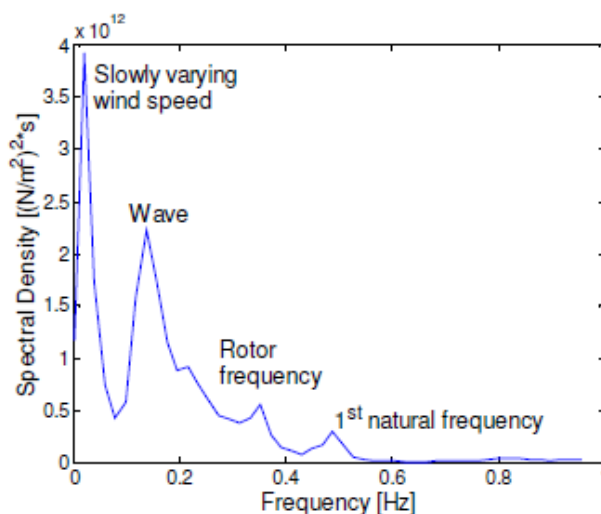



Figura 4.8: Exemplo de valores característicos de frequências para um caso genérico [84].

O objectivo de uma análise primária em termos de frequências passa por garantir que as frequências próprias da estrutura se afastam tanto quanto possível das frequências mais energéticas dos factores externos a que estará sujeita.

Ventos - Espectro de Densidade de Kaimal Foram testadas cinco velocidades de vento, notando-se que com o aumento da velocidade de vento, há uma aumento da energia associada às frequências mais baixas.

O facto das frequências do vento serem tão baixas leva a que só as movimentações de surge/sway e de yaw para a plataforma ITI estejam perto da zona mais energética do espectro de frequências.

No caso de TLP apenas as de surge/sway se encontram mais próximas da banda de frequências mais energética.

Mares - Espectro de Densidade de Pierson-Moskowitz As ondas, apesar de menos energéticas, têm frequências mais próximas das frequências características do movimento da plataforma.

O movimento de heave da ITI encontra-se na banda de frequências mais energética dos mares, pelo que se espera que a plataforma seja bastante excitada para esse movimento. Também as rotações roll/pitch da ITI têm frequências próximas da zona critica.

Todas as frequências rotacionais (roll, pitch e yaw) da TLP se encontram próximas da banda de frequências mais energética das ondas.

Deste modo, é expectável que sejam obtidos valores mais gravosos para os movimentos referidos, das referidas plataformas.

4.2.3 Deslocamentos das Plataformas

Como seria de esperar, a TLP apresenta valores de deslocamento tanto de translação como de rotação bastante inferiores aos valores de deslocamento da ITI. Tal facto deve-se sobretudo aos sistemas de ancoragem distintos das 2 plataformas como foi referido anteriormente. Enquanto a ITI apresenta cabos de ancoragem em catenária que permitem uma grande mobilidade da plataforma, a TLP apresenta cabos verticais traccionados o que limita bastante os movimentos devido à rigidez conferida.

Acredita-se que para valores de pitch/roll acima dos 10° a turbina possa perder eficiência [91]. Este apresenta-se como o principal facto que explica a maior produção de energia da turbina instalada na TLP face à instalada na ITI. Isto pois, observando as tabelas 4.2 e 4.3 observamos que os valores de pitch e roll da plataforma ITI são bastante superiores à da TLP ultrapassando em muitos dos casos a fasquia dos 10º.

Uma TLP não deve ainda exceder para os movimentos de pitch/roll os 5° [91]. Nos DLC simulados o maior valor obtido para a TLP foi de 3° pelo que este problema não se põe para a TLP. Para a ITI no entanto, não foi encontrada bibliografia que indicasse limitações de ângulos, no entanto parece-nos que o valor máximo de 22,6° de roll obtido para o DLC 6.2 é demasiado elevado para ser admissível podendo levar a grandes momentos destabilizadores (devido ao grande peso no topo da torre combinada com grande inclinação) e consequentemente ao colapso.

De facto o DLC 6.2 apresenta-se problemático não só para a ITI como também para a TLP em termos de esforços na base da torre como iremos ver na secção 4.2.4.

Quanto ao yaw, parece-nos que pode ser bastante mais prejudicial para a plataforma TLP do que para a ITI. Não só por apresentar o maior valor (65,7°), mas sobretudo pelas diferentes configurações de cabos das duas plataformas. Enquanto a ITI apresenta cabos frouxos e o valor máximo de yaw de 42,9° não nos oferece grandes preocupações, pelo contrário, na plataforma TLP pelo facto dos cabos serem traccionados e consequentemente apresentarem pouca folga, parece-nos que uma rotação de yaw com um valor tão elevado (65,7°) pode levar a um fenómeno em que os cabos torcem provocando nos mesmos grandes esforços.

Também por motivos da folga dos cabos, a plataforma TLP é considerada mais sensível aos movimentos de heave do que a ITI. No entanto, devido à tracção dos cabos, a TLP comporta-se bastante bem para estes movimentos apesar do elevado valor máximo registado para o DLC 6.2 de 1,8 metros muito elevado

quando comparado com os valores máximos obtidos para os outros DLC.

As ondas de período longo tendem a ser maiores e mais fortes percorrendo maiores distâncias, enquanto as ondas de períodos mais curtos tendem a ser menores e menos energéticas. Constatou-se que a TLP era bastante mais sensível a períodos de onda curtos, especialmente quando testada em mares extremos em que o período de onda médio foi considerado de 3 segundos. Por outro lado a ITI parece comportar-se pior para os períodos de onda média maiores, tendo sido obtidos os maiores valores para o período de onda média de 7 segundos.

Tais ilações não podem ser tiradas por observação das tabelas 4.2 e 4.3, no entanto, uma análise de todos os dados presentes na secção B.1, permite a comprovação destes factos. A proximidade das frequências próprias dos movimentos, das zonas mais energéticas dos espectros de densidade de Pierson-Moskowitz, com variação no período de pico T_p, como se constata por observação das figuras 4.3 e 4.4, parecem explicar os referidas diferenças de comportamento para os diferentes deslocamentos das plataformas analisadas.

4.2.4 Esforços na Base da Torre

Também neste campo, a plataforma da ITI se evidenciou pela negativa ao ter esforços na base da torre de sustentação da turbina bastante superiores aos da plataforma TLP.

As variações dos esforços actuantes na base da torre estão de acordo com a variação dos valores registados de movimentos da plataforma. Numa turbina eólica onshore, a torre de sustentação encontra-se encastrada ao solo, pelo que os deslocamentos e acelerações ao nível do solo provocados por um sismo geram esforços na base da torre. Por analogia, os movimentos e acelerações das plataformas vão gerar também esforços na base da torre de sustentação, uma vez que esta se encontra encastrada à plataforma (acompanhando por isso os seus movimentos).

O DLC 6.2 foi sem sombra de duvidas o mais gravoso para ambas as plataformas. O desalinhamento entre o rotor e a direcção principal do vento, desalinhamento entre a direcção principal do vento e a de ondas e correntes e ainda a consideração de ventos muito fortes combinados com um estado de mar extremo, levaram a que ambas as plataformas tivessem movimentos elevados para este DLC e consequentemente esforços elevados também.

Como seria de esperar para uma estrutura esbelta encastrada na base e com grandes esforços horizontais no topo, os esforços condicionantes seriam os momentos flectores. Sendo os valores de momento torsor, à excepção do DLC 6.2, irrelevantes face aos momentos flectores. O aumento de momento torsor neste DLC faz todo o sentido. Como os ventos, rotor e ondas podem estar

desalinhados, podemos ter o caso das ondas influenciarem a plataforma a rodar em z num sentido e o vento ao incidir no rotor influenciar o topo da torre de sustentação a rodar no sentido de z oposto provocando assim elevados valores de torção.

Não nos podemos esquecer que para além dos esforços obtidos através das simulações, temos ainda de contabilizar os esforços devidos às imperfeições e momentos de 2ª ordem referidos em 4.1.5, facto que torna os esforços ainda mais gravosos.

4.2.5 Verificação de Segurança

A parte 3-1 do Eurocódigo 3 [24] é especifica para torres, mastros e chaminés. Da análise à norma referida serão de seguida enunciadas algumas das mais importantes obrigações estabelecidas. De acordo com:

- **1.7** - A convenção dos eixos da secção transversal deve ser definida de acordo com o EC 3-1-1;
- **3.1 (1)** - As exigências e propriedades do aço estrutural devem estar de acordo com o EC 3-1-1;
- **5.1 (1 e 2)** - Os esforços internos e momentos devem ser determinados utilizando uma análise elástica global de acordo com o EC 3-1-1 - algo que foi feito com recurso ao FAST;
- **6.1 (1)** - Os coeficientes parciais de segurança γ_{M0} e γ_{M1} serão iguais a 1;
- **6.2** - A classificação das secções transversais deve ser feita de acordo com **5.5.2** do EC 3-1-1.

A grande maioria dos pontos referidos têm como referência o EC 3-1-1. No EC 3-1-1 é ainda indicado em **5.2.2 (7a)** que: "Quando os efeitos de segunda ordem e as imperfeições em cada elemento estão totalmente incluídos na análise global da estrutura, não é necessário efectuar verificações de segurança relativas à estabilidade desses elementos de acordo com 6.3".

Não foi, no entanto, possível englobar os referidos esforços na análise global da estrutura. Deste modo, aos esforços obtidos para cada combinação de acções prescrita no IEC61400-3 serão adicionados os esforços devidos aos momentos de 2ª ordem e imperfeições indicados no EC 3-1-1, de modo a que alguma da amplificação dinâmica seja contabilizada. Posteriormente serão feitas verificações de segurança à secção transversal sujeita à totalidade dos esforços actuantes considerados.

A quantificação das imperfeições e dos momentos de segunda ordem foi demonstrada na secção 4.1.5 pelo que não será repetida posteriormente na análise.

Classificação da Secção De acordo com a tabela **5.2** do EC 3-1-1 as secções tubulares são classificadas de acordo com uma relação entre o seu diâmetro e espessura (ver figura 4.9 e tabela 4.9).

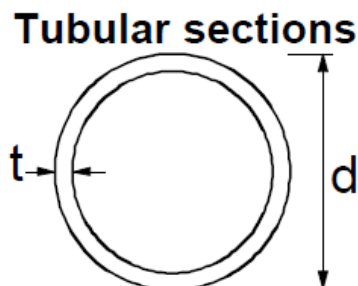



Figura 4.9: Dimensões a considerar de uma secção tubular de acordo com o EC 3-1-1 [23].

Considerando-se que o aço utilizado tem uma tensão de cedência de 235 MPa ($f_y = 235$ MPa), então segundo o EC 3-1-1 pode ser considerado o valor mais alto de ϵ ($\epsilon = 1$). Com esta consideração, a relação entre o diâmetro e a espessura teria de ser menor que 90 para a secção poder ser considerada de classe 3.

Classe	Secção em Flexão e/ou Compressão
1	$\frac{d}{t} \leq 50 \times \epsilon^2$
2	$\frac{d}{t} \leq 70 \times \epsilon^2$
3	$\frac{d}{t} \leq 90 \times \epsilon^2$ Para $\frac{d}{t} > 90 \times \epsilon^2$ ver EN 1993-1-6.

$\epsilon = \sqrt{\frac{235}{f_y}}$						
	f_y	235	275	355	420	460
	ϵ	1,00	0,92	0,81	0,75	0,71
	ϵ^2	1,00	0,85	0,66	0,56	0,51

Tabela 4.9: Classificação de uma secção tubular de acordo com o EC 3-1-1

Utilizando as características da secção considerada na análise verifica-se que a secção não pode ser considerada de classe 3:

$$\frac{d}{t} = \frac{6{,}00}{0{,}035} \approx 171,4 \rightarrow \frac{d}{t} \geq \epsilon^2$$

Nestes casos o EC 3-1-1 remete a análise para o Eurocódigo 3-1-6 [25] referente a cascas. Também o anexo **H5** da parte 3-1 do Eurocódigo 3 [24] remetia a análise de verificação de segurança e estabilidade de estruturas de casca para o EC 3-1-6.

4.2.6 Eurocódigo 3-1-6 - Segurança e Estabilidade de Estruturas de Casca

O Eurocódigo 3-1-6 [25] estabelece quatro estados limites a verificar. Dados os esforços actuantes na secção, o tipo de estrutura em análise e as prescrições das normas consultadas foram efectuadas as verificações ao Estado Limite de Plastificação (LS1) e ao Estado Limite de Encurvadura (LS3) do EC 3-1-6.

Os valores de cálculo e resultados significantes das verificações de segurança referidas, encontram-se tabelados na secção C.1. Por simplificação, a torre que é um elemento cónico foi tratado como um elemento cilíndrico, de secção transversal igual à da base.

Esforços em Cascas Para cascas cilíndricas consideram-se as expressões do Anexo A do EC 3-1-6 que recorre à Teoria da Membrana para calcular as tensões actuantes. Não foram considerados esforços de fricção, nem pressões internas uniformes ou variáveis. É de referir que r corresponde ao raio da linha média e t à espessura, ambos em metros.

(a) Carregamento axial. (b) Carregamento por flexão.

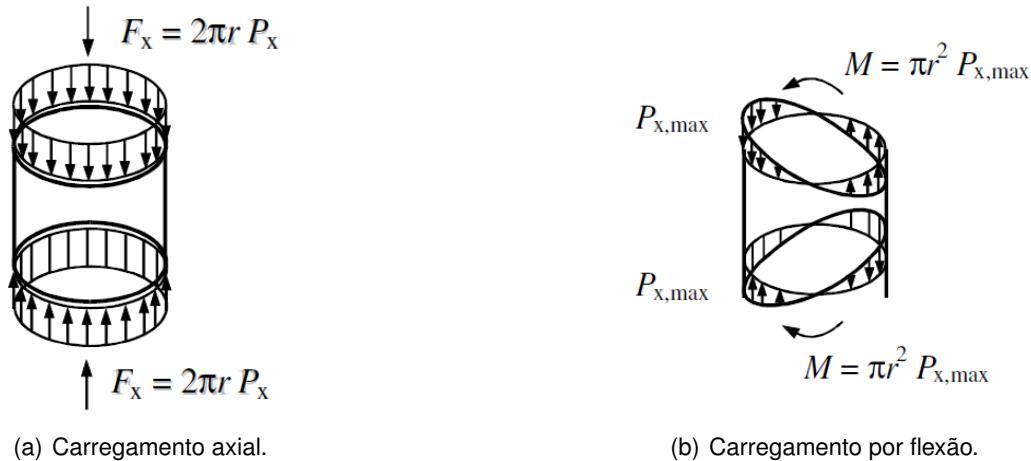



Figura 4.10: Tensões axiais prescritas no Anexo A do Eurocódigo 3-1-6 [25].

A tensão axial σ_x devida a carregamento axial (figura 4.10 (a)), de acordo com A.2.1, é calculada através da equação 4.2:

$$\sigma_x = -\frac{F_x}{2\,\pi\,r\,t} \tag{4.2}$$

A tensão axial σ_x devida a carregamento por flexão (figura 4.10 (b)), de acordo com A.2.2, é calculada através da equação 4.3:

$$\sigma_x = \pm \frac{M}{2\,\pi\,r^2\,t} \tag{4.3}$$

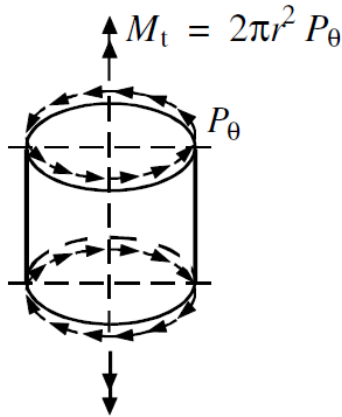
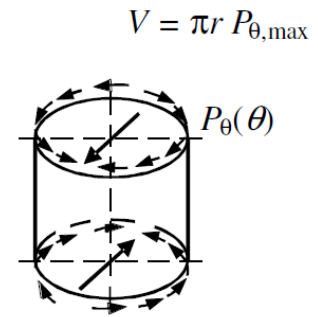
No cálculo da tensão axial σ_x devida a carregamento por flexão, foram considerados os momentos M_x e M_y.

(a) Corte devido a torção.

(b) Corte devido ao esforço transverso.

Figura 4.11: Tensões de corte prescritas no Anexo A do Eurocódigo 3-1-6 [25].

A tensão de corte τ devida à torção (figura 4.11 (a)), de acordo com A.2.6, é calculada através da equação 4.4:

$$\tau = \pm \frac{M_t}{2\,\pi\,r^2\,t} \tag{4.4}$$

A tensão de corte τ_{max} por acção do esforço transverso (figura 4.11 (b)), de acordo com A.2.7, é calculada através da equação 4.5:

$$\tau_{max} = \pm \frac{V}{2\,\pi\,r\,t} \tag{4.5}$$

No cálculo da tensão de corte τ_{max} por acção do esforço transverso, foram considerados os esforços transversos F_x e F_y.

Distribuição de Tensões na Secção As figuras 4.10 e 4.11 mostram as tensões geradas na casca devido à acção de diferentes tipos de carregamentos. Por observação das mesmas, evidenciam-se os seguintes aspectos:

- O carregamento axial e a torção provocam, respectivamente, valores uniformes de tensões axiais σ_x e de corte τ, em qualquer ponto analisado da casca;

- Os momentos flectores e os esforços transversos provocam, respectivamente, valores de tensões axiais σ_x e de cõrte τ que variam consoante o ponto considerado da casca.

(a) Distribuição de tensões na casca provocadas por M_x

(b) Distribuição de tensões na casca provocadas por M_y

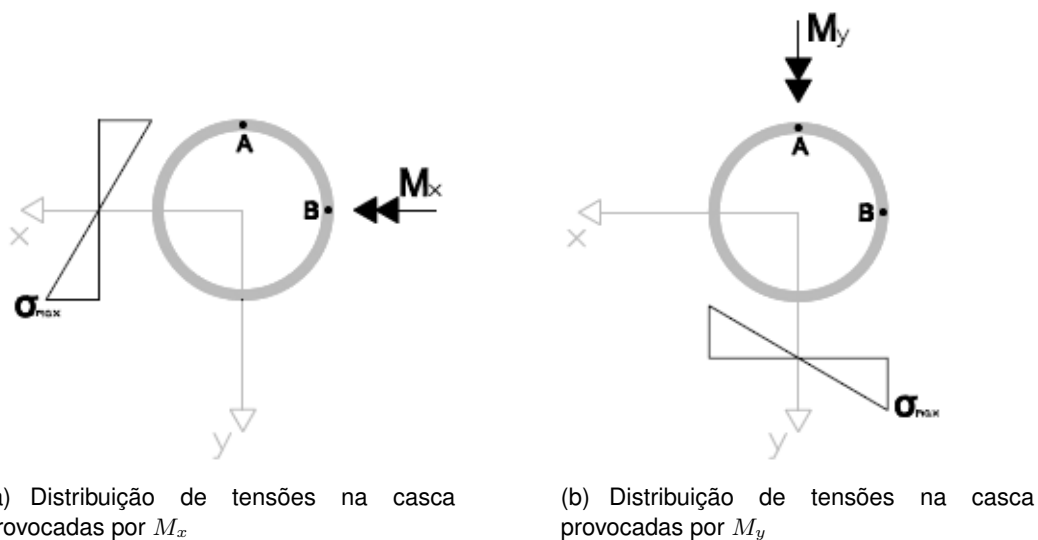



Figura 4.12: Distribuição de tensões na casca provocadas por momentos flectores.

As figuras 4.12 e 4.13 demonstram a forma como as tensões variam ao longo da casca consoante os carregamentos considerados. Os eixos ilustrados estão de acordo com os GDL da plataforma.

(a) Distribuição de tensões na casca provocadas por F_x

(b) Distribuição de tensões na casca provocadas por F_y

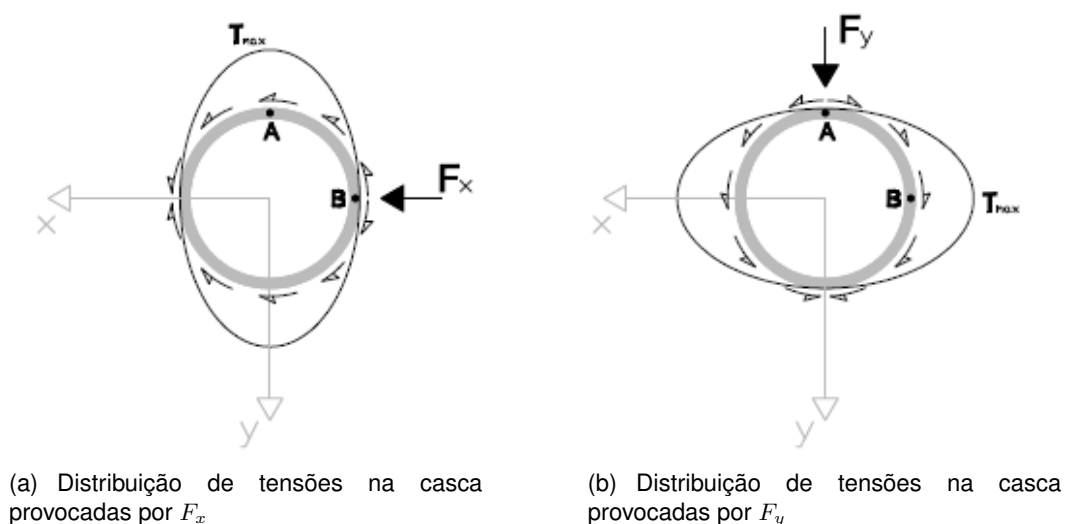



Figura 4.13: Distribuição de tensões na casca provocadas por esforços transversos.

Combinando os carregamentos ilustrados nas figuras 4.12 e 4.13, são obtidos os carregamentos e tensões representados na figura 4.14.

(a) Distribuição de tensões na casca provocadas por $\vec{M}_R$

(b) Distribuição de tensões na casca provocadas por $\vec{R}$

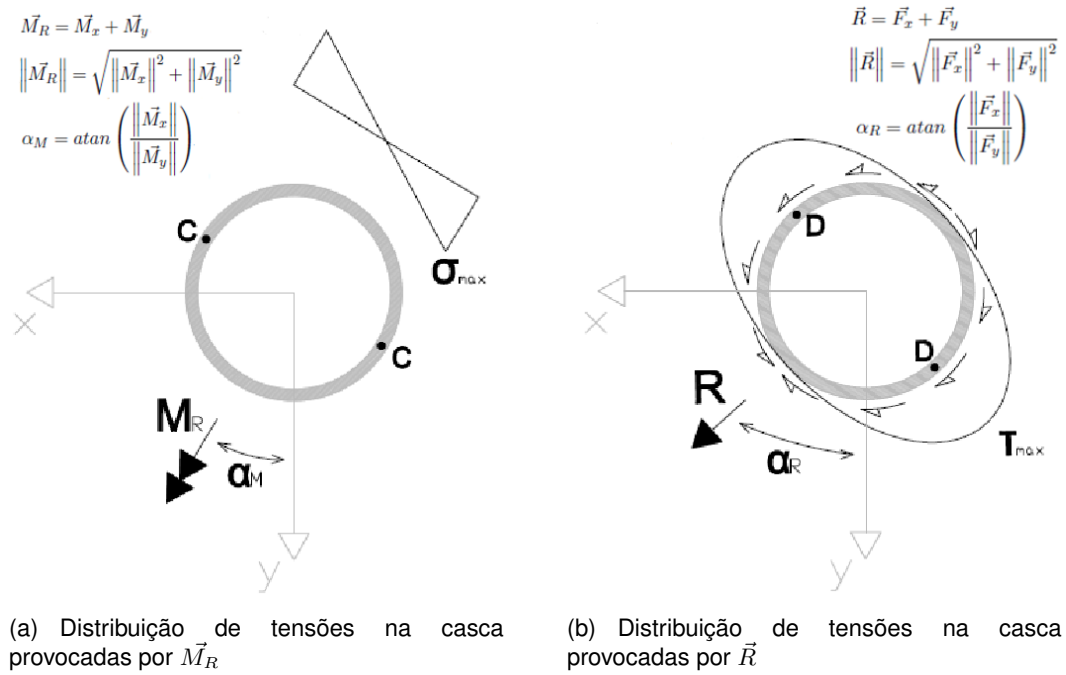



Figura 4.14: Distribuição de tensões na casca provocadas pela combinação dos esforços actuantes nas direcções consideradas.

Da observação da figura 4.14, podem considerar-se dois pontos em que os valores das tensões podem ser máximos: ponto C onde σ_x assume o valor máximo devido a $\vec{M}_R$ e ponto D onde τ assume o valor máximo devido a $\vec{R}$.

Por uma questão de simplicidade de cálculo as verificações dos estados limites LS1 e LS3 foram efectuadas somente para o ponto C e para o ponto D evitando-se a procura de um ponto intermédio, que conjugasse os efeitos de $\vec{M}_R$ e $\vec{R}$, para cada combinação de acções. As tensões meridionais e tangenciais nos pontos referidos são definidas pelas equações 4.6.

$$\tau^C_{max} = \tau_{[T]} + \tau^C_{[V]} \quad \wedge \quad \sigma^C_{max} = \sigma_{[N]} + \sigma^C_{[M]} \tag{4.6a}$$

$$\tau^D_{max} = \tau_{[T]} + \tau^D_{[V]} \quad \wedge \quad \sigma^D_{max} = \sigma_{[N]} + \sigma^D_{[M]} \tag{4.6b}$$

LS1 - Estado Limite de Plastificação De acordo com **6.2.3 (1)** da norma, a segurança a este estado limite verifica-se sempre que:

$$\sigma_{eq,Ed} < f_{eq,Rd} \tag{4.7}$$

O valor de $f_{eq,Rd}$ encontra-se definido em **6.2.2 (1)** e é tal que:

$$f_{eq,Rd} = \frac{f_{y,d}}{\gamma_{M0}} = f_{y,d} \qquad (pois \quad \gamma_{M0} = 1) \tag{4.8}$$

O valor da tensão $\sigma_{eq,Ed}$ é obtida de acordo com **6.2.1 (6)**:

$$\sigma_{eq,Ed} = \sqrt{\sigma_{x,Ed}^2 + \sigma_{\theta,Ed}^2 - \sigma_{x,Ed} \cdot \sigma_{\theta,Ed} + 3\left(\tau_{x,\theta,Ed}^2 + \tau_{xn,Ed}^2 + \tau_{\theta n,Ed}^2\right)} \tag{4.9}$$

Uma vez que, de acordo com a nota 2 de **6.2.1 (6)**, as tensões $\tau_{xn,Ed}$ e $\tau_{\theta n,Ed}$ podem ser ignoradas uma vez que são geralmente muito pequenas, não afectando a resistência plástica, e que não foram consideradas pressões internas (logo $\sigma_{\theta,Ed} = 0$), a equação 4.9 pode ser reduzida a:

$$\sigma_{eq,Ed} = \sqrt{\sigma_{x,Ed}^2 + 3\left(\tau_{x,\theta,Ed}^2\right)} \tag{4.10}$$

Foram definidos todos os valores relevantes, tendo sido feita a verificação ao estado limite de plastificação com recurso à equação 4.7, os valores obtidos estão tabelados na secção C.1.

LS3 - Estado Limite de Encurvadura De acordo com **8.5.3 (3)** da norma, se estiverem presentes mais do que um dos três componentes relevantes da análise à encurvadura ($\sigma_{x,Ed}$, $\sigma_{\theta,Ed}$ e $\tau_{x\theta,Ed}$) é necessário que seja considerada a interacção entre eles. Assim, a segurança a este estado limite é verificada quando:

$$1 \geq \left(\frac{\sigma_{x,Ed}}{\sigma_{x,Rd}}\right)^{k_x} - k_i \left(\frac{\sigma_{x,Ed}}{\sigma_{x,Rd}}\right)\left(\frac{\sigma_{\theta,Ed}}{\sigma_{\theta,Rd}}\right) + \left(\frac{\sigma_{\theta,Ed}}{\sigma_{\theta,Rd}}\right)^{k_\theta} + \left(\frac{\tau_{x\theta,Ed}}{\tau_{x\theta,Rd}}\right)^{k_\tau} \tag{4.11}$$

Uma vez que não foram consideradas pressões internas ($\sigma_{\theta,Ed} = 0$), a equação 4.9 pode ser reduzida a:

$$1 \geq \left(\frac{\sigma_{x,Ed}}{\sigma_{x,Rd}}\right)^{k_x} + \left(\frac{\tau_{x\theta,Ed}}{\tau_{x\theta,Rd}}\right)^{k_\tau} \tag{4.12}$$

Para que fosse efectuada a verificação ao estado limite de encurvadura com recurso à equação 4.11, a estrutura em análise foi considerada como sendo de classe **A** para as seguintes tolerâncias especificadas no EC 3-1-6:

- **8.4.2** - Uniformidade de diâmetro da secção;
- **8.4.3** - Excentricidade acidental;
- **8.4.4** - Cavidades.

Os parâmetros de interacção de encurvadura encontram-se definidos em **D.1.6 (1)** do EC 3-1-6 como mostram as equações 4.13.

$$k_x = 1,25 + 0,75\chi_x \tag{4.13a}$$

$$k_\tau = 1,75 + 0,25\chi_\tau \tag{4.13b}$$

Os valores resistentes à encurvadura são definidos em **8.5.2 (1)** do EC 3-1-6 de acordo com as equações 4.14.

$$\sigma_{x,Rd} = \frac{\sigma_{x,Rk}}{\gamma_{M1}} = \sigma_{x,Rk} \qquad (pois \quad \gamma_{M1} = 1) \tag{4.14a}$$

$$\tau_{x\theta,Rd} = \frac{\tau_{x\theta,Rk}}{\gamma_{M1}} = \tau_{x\theta,Rk} \qquad (pois \quad \gamma_{M1} = 1) \tag{4.14b}$$

Os valores característicos de tensão devido à encurvadura são, de acordo com **8.5.2 (3)** do EC 3-1-6, função do factor de redução de encurvadura χ e do valor característico de tensão de cedência do aço f_{yk}, de acordo com as equações 4.15.

$$\sigma_{x,Rk} = \chi_x \; f_{yk} \tag{4.15a}$$

$$\tau_{x\theta,Rk} = \frac{\chi_\tau \; f_{yk}}{\sqrt{3}} \tag{4.15b}$$

O valor do factor de redução de encurvadura é definido em **8.5.2 (4)** do EC 3-1-6 de acordo com as equação 4.16. Os valores de χ_x e χ_τ obtém-se respectivamente, consoante estejamos a fazer uma análise na direcção meridional ou na direcção tangencial (de corte).

$$\chi = \begin{cases} 1 & \text{se } \overline{\lambda} \leq \overline{\lambda}_0, \\ 1 - \beta \left(\frac{\overline{\lambda} - \overline{\lambda}_0}{\overline{\lambda}_p - \overline{\lambda}_0} \right)^\eta & \text{se } \overline{\lambda}_0 \leq \overline{\lambda} \leq \overline{\lambda}_p, \\ \frac{\alpha}{\overline{\lambda}^2} & \text{se } \overline{\lambda}_p \leq \overline{\lambda}. \end{cases} \tag{4.16}$$

O valor do esbelteza relativa plástica limite $\overline{\lambda}_p$ é obtido, de acordo com **8.5.2 (5)** do EC 3-1-6, através da equação 4.17, onde $alpha$ e $beta$ são dados na secção C.1.

$$\overline{\lambda}_p = \sqrt{\frac{\alpha}{1-\beta}} \tag{4.17}$$

Os parâmetros relativos de esbelteza da casca para as diferentes componentes da tensão são definidos nas equações 4.18 de acordo com o estabelecido em **8.5.2 (6)** do EC 3-1-6.

$$\overline{\lambda}_x = \sqrt{\frac{f_{yk}}{\sigma_{x,Rcr}}} \tag{4.18a}$$

$$\overline{\lambda}_\tau = \sqrt{\frac{f_{yk}}{\sqrt{3}\; \tau_{x\theta,Rcr}}} \tag{4.18b}$$

Para a determinação das tensões elásticas críticas de encurvadura $\sigma_{x,Rcr}$ e $\tau_{x\theta,Rcr}$ utilizaram-se, por simplificação, as expressões do anexo **D** do EC 3-1-6. Os mesmos estão dependentes de um parâmetro de comprimento adimensional - ω - definido em **D 1.2.1 (2)**, **D 1.3.1 (2)** e **D 1.4.1 (2)** do EC3 1-6 como:

$$\omega = \frac{l}{r}\sqrt{\frac{r}{t}} = \frac{l}{\sqrt{rt}} \tag{4.19}$$

O EC 3-1-6 define em **D 1.2.1 (4)** que para uma análise das tensões meridionais

de encurvadura críticas um cilindro é considerado de comprimento longo quando se verifica a equação 4.20.

$$\omega > 0,5\frac{r}{t} \tag{4.20}$$

Sempre que o cilindro seja considerado de comprimento longo, o factor C_x é definido como o maior de:

$$C_x = 1 + \frac{0,2}{C_{xb}}\left(-2\omega\frac{t}{r}\right) \quad \wedge \quad C_x = 0,60 \tag{4.21}$$

Em que C_{xb} tomou o valor de 3 de acordo com **1.2.1 (6)** do EC 3-1-6.

O EC 3-1-6 define em **D 1.4.1 (4)** que para uma análise das tensões de corte de encurvadura críticas, o factor C_τ é igual a 1 para cilindros de comprimento médio. Sendo um cilindro considerado de comprimento médio para a análise das tensões de corte quando se verifica a equação 4.22

$$10 \leq \omega \leq 8,7\frac{r}{t} \tag{4.22}$$

Para o caso considerado, são satisfeitas as equações 4.20 e 4.22, estando os valores dos factores C_x, C_τ e ω tabelados na secção C.1.

Com base nos valores dos factores C_x e C_τ podem ser calculadas as tensões elásticas críticas de encurvadura $\sigma_{x,Rcr}$ e $\tau_{x\theta,Rcr}$ definidas, respectivamente, em **1.2.1 (3)** e **1.4.1 (3)** do EC 3-1-6, refira-se que nas equações seguintes o módulo de elasticidade do aço é representado pela letra E.

$$\sigma_{x,Rcr} = 0,605\ E\ C_x\ \frac{t}{r} \tag{4.23a}$$

$$\tau_{x\theta,Rcr} = 0,75\ E\ C_\tau\ \sqrt{\frac{1}{\omega}}\left(\frac{t}{r}\right) \tag{4.23b}$$

Os parâmetros de encurvadura α, β e η, bem como da esbelteza relativa de esmagamento (squash) limite $\overline{\lambda}_0$ encontram-se definidos em **D.1.2.2** do EC 3-1-6 para a direcção meridional e em **D.1.4.2** do EC 3-1-6 para a direcção tangencial.

D 1.2.2 - Parâmetros de encurvadura meridional			
α_x	β_x	η_x	λ_{x0}
$0,5$	$0,6$	$1,0$	$0,2$
D 1.4.2 - Parâmetros de encurvadura de corte			
α_τ	β_τ	η_τ	$\lambda_{\tau 0}$
$0,75$	$0,6$	$1,0$	$0,4$

Tabela 4.10: Parâmetros de encurvadura utilizados na análise.

Encontram-se reunidas as condições necessárias à verificação do Estado Limite de Encurvadura do EC 3-1-6 através da equação 4.11, os valores obtidos estão tabelados na secção C.1.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Conclusões

Apesar de existirem já turbinas eólicas instaladas em plataformas offshore, estas estruturas ainda não se encontram numa fase comercial, sendo os protótipos existentes uma ferramenta de auxilio para a fase em que nos encontramos neste momento: estudo e demonstração de potencial desta tecnologia.

Dos diversos designs de plataformas de suporte de turbinas eólicas existentes actualmente, optou-se nesta dissertação por analisar e comparar a viabilidade da instalação ao largo da costa norte portuguesa da *ITI Energy Barge* e da *MIT/NREL TLP* em termos de energia produzida, deslocamentos da plataforma e esforços na torre de sustentação. Foi ainda efectuada uma análise em termos de frequências para determinar até que ponto as frequências de ondas e ventos característicos dos locais de implantação se aproximavam das frequências características das estruturas analisadas.

Na globalidade dos aspectos pode considerar-se que, para o local escolhido, a TLP tem um comportamento melhor do que a ITI. A produção energética foi superior, os movimentos da plataforma foram, tal como os esforços na base da torre, consideravelmente inferiores e as frequências próprias da estrutura estão mais afastadas das frequências mais relevantes de ondas e vento do local de implantação.

O DLC 6.2a, com o desalinhamento entre o rotor e a direcção principal do vento, desalinhamento entre a direcção principal do vento e a de ondas e correntes e ainda a consideração de ventos muito fortes combinados com um estado de mar extremo levou a que este DLC fosse o mais gravoso para ambas as plataformas tanto em termos de esforços como de movimentação.

Apesar da TLP ter tido um desempenho superior à ITI a conclusão a retirar prende-se com o facto de independentemente da instalação da turbina de 5 MW ocorrer numa ou noutra plataforma, a torre utilizada não reúne, segundo as diversas partes do Eurocódigo 3 utilizadas nesta dissertação [23, 24, 25],

condições suficientes para resistir aos esforços obtidos através das simulações do FAST, de acordo com as especificações do IEC61400-3 para as características especificas do local a instalar.

Esta falta de requisitos da torre prende-se sobretudo com o facto das características geométricas e resistentes da torre terem sido adoptadas por "transposição" das características de uma torre a instalar onshore com um aumento de cerca de 30% da espessura original, não tendo havido preocupação pela acção combinada de esforços [50].

Oferecem-se várias soluções para este caso como:

- Aumento da espessura da torre;
- Aumento do diâmetro da torre;
- Alteração da secção transversal;
- Alteração do coeficiente de amortecimento de 1%, considerado automaticamente na análise pelo FAST;
- Utilização de um aço com uma classe de resistência superior.

Obviamente que qualquer alteração nas características da torre levar-nos-ía, como mostra a figura 3.2, a adaptar também a plataforma de suporte e a refazer todas as simulações e verificações de segurança necessárias, num processo que preferencialmente seria iterativo em busca do valor óptimo.

Para além das implicações económicas que as alterações estruturais previamente referidas implicariam, também o comportamento da estrutura seria afectado. Não só teríamos uma alteração do peso com implicações entre outros aspectos, no equilibro hidroestático das plataformas, como teríamos ainda alterações na rigidez da própria estrutura, facto esse que altera as frequências naturais da estrutura podendo em alguns casos aproximar às frequências naturais da estrutura ás frequências de excitação do mar.

Carece ainda de ser dito que, mais do que aumentar a resistência da torre, importa afastar as frequências próprias da estrutura (plataforma + torre + turbina) o mais possível das frequências de excitação do mar, de modo a diminuir os deslocamentos da plataforma e consequentemente os esforços na torre.

5.2 Limitações

Após tiradas as conclusões deste trabalho académico, convém referir algumas limitações associadas à análise efectuada:

- Foram calculados apenas os estados limites últimos, não houve qualquer averiguação aos estados limites de fadiga. Tal facto deveu-se à morosidade desse tipo de análises e ao facto de antes de se passar a uma análise de fadiga, todas as análises de estado limite ultimo têm de ser verificadas [55];
- Não houve qualquer preocupação ou contabilização dos custos neste trabalho, factor que é sempre determinante em projectos de engenharia;
- Não foram tidos em consideração aspectos como a formação de vórtices, sismo, crescimento marinho, acidentes, gelo ou trovoada;
- Não foram simuladas as combinações de acções que visam testar as situações de transporte, montagem, manutenção e reparação (DLC 8 do IEC61400-3), apesar destas não serem geralmente condicionantes [55];
- A não existência de medições combinadas de condições do mar (altura de onda e periodo) e condições do vento (velocidade instantânea do vento), obrigou à utilização de simplificações de modo a ter dados representativos do local, perdendo-se deste modo fiabilidade;
- Não foram aplicadas todas as exigências do IEC61400-3. Isto deve-se ao facto de não se procurar com este trabalho tentar obter a certificação da turbina e devido à morosidade do procedimento. Foram no entanto exploradas todas as situações possíveis. Nesse sentido, foram corridas 1634 simulações, equivalentes a 684 horas de simulação e perfazendo um total de 73,8 Gb de armazenamento de dados;
- O software utilizado não consegue fazer a análise da plataforma flutuante offshore da *Principle Power* a executar em Portugal. As capacidades actuais do software FAST só permitem fazer simulações em estruturas cujo CM da plataforma se situe ao longo da linha média da torre indeformada [53]. Na estrutura a implementar em Portugal isto não acontece, uma vez que torre está instalada numa das extremidades da plataforma;
- Dos sub-casos preconizados no IEC61400-3 representados pelas letras "a", "b" e "c" foi apenas simulado o sub-caso "a" pois o FAST não tem ainda a capacidade de simular ondas não lineares [55];
- A verificação da segurança da torre baseia-se exclusivamente nas características da secção da torre e nos esforços obtidos para a base não sendo analisadas as ligações plataforma/torre ou a ligação entre a torre e os componentes da turbina.

5.3 Trabalho Futuro

A área das energias renováveis está em grande expansão. Sendo a industria eólica offshore uma das que mais tem expandido, esta industria tem proporcionado a criação de milhares de novos empregos na Europa [43].

Seria interessante que por parte das faculdades houvesse um interesse neste campo ou até mesmo uma tentativa de cooperação entre Engenharia Naval, Civil e Mecânica para desenvolvimento de plataformas, torre e turbina eólica.

Neste sentido e no âmbito do assunto desta dissertação propõem-se os seguintes desenvolvimentos futuros:

- Estudo e dimensionamento de cabos de ancoragem específicos para a utilização em plataformas flutuantes;
- Estudo e dimensionamento de diferentes fundações a utilizar;
- Implementação de controlo estrutural de vibrações neste tipo de estruturas;
- Estudo e dimensionamento de diferentes soluções de plataformas;
- Análise de fadiga;
- Análise dos custos associados;
- Análise dos esforços nos componentes da turbina eólica (nas pás por exemplo);
- Estudo completo dos esforços na torre, com eventual recurso a uma análise por Elementos Finitos;
- Viabilidade de utilização de uma torre em betão e comparação desta solução com uma torre metálica;
- Estudo das ligações entre a plataforma e a torre;
- Estudo comparativo completo entre uma solução onshore e offshore;
- Uso de métodos computacionais ligados à Dinâmica de Fluidos Computacionais e de métodos de partículas como *Smoothed Particles Hydrodynamics* para modulação dos efeitos do mar.

Bibliografia

[1] $http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms$. Consultado a 15 de Agosto de 2011.

[2] $http://www.4coffshore.com/offshorewind/$. Consultado a 26 de Agosto de 2011.

[3] $http://www.bwea.com/offshore/worldwide.html$. Consultado a 26 de Agosto de 2011.

[4] $http://www.hidrografico.pt/boias-ondografo.php$. Consultado a 04 de Junho de 2011.

[5] $http://www.lorc.dk/Knowledge/Offshore-renewables-map$. Consultado a 26 de Agosto de 2011.

[6] $http://www.offshorecenter.dk/offshorewindfarms.asp$. Consultado a 26 de Agosto de 2011.

[7] $http://www.windatlas.dk$. Consultado a 26 de Agosto de 2011.

[8] $www.edp5d.pt/origem-de-energia.aspx$. Consultado a 10 de Setembro de 2011.

[9] *Revista Inovação BES*. Jornal Diário Económico, (4764), Novembro 2009.

[10] API: *RP 2A-WSD - Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platform: Working Stress Design*, 2007.

[11] Azevedo, João J. R. T. de: *Vibrações Aleatórias - Dinâmica Estocástica - Apontamentos da Disciplina de Dinâmica e Engenharia Sísmica*. Mestrado em Engenharia de Estruturas - Instituto Superior Técnico, 1996.

[12] Bauchau, Olivier A., Carlo L. Bottasso e Yuri G. Nikishkov: *Modeling Rotorcraft Dynamics with Finite Element Multibody Procedures*. In *Mathematical and Computer Modelling*, 2001.

[13] Bir, Gunjit e Jason Jonkman: *Aeroelastic Instabilities of Large Offshore and Onshore Wind Turbines*. In *Journal of Physics: Conference Series 75*, 2007.

[14] Brito, Raquel Soeiro de, Rui Pedro Julião e José Norberto Fernandes: *Atlas de Portugal*. 2005.

[15] Buhl, Jr. Marshall L.: *Installing NWTC Design Codes on PCs Running Windows XP*, 2006.

[16] Burton, Tony, David Sharpe, Nick Jenkins e Ervin Bossanyi: *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Inc., 2ª edição, 2001.

[17] Butterfield, S., W. Musial, J. Jonkman e P. Sclavounos: *Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines*. In *NREL/CP-500-38776*. National Renewable Energy Laboratory and Massachusetts Institute of Technology, September 2007.

[18] Camarinha, Ricardo M. de Matos: *Apontamentos sobre a Acção Longitudinal do Vento em Edifícios Altos*. Departamento de Engenharia Civil e Arquitectura - Instituto Superior Técnico, 2009.

[19] Carbono, Alonso Joaquin Juvinao: *Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem Utilizando Algoritmos Genéticos*. Tese de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil - Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Setembro 2005.

[20] Cardoso, J. B., J. M. Paixão Conde, F. F. S. C. Salvado, R. Amaral e A. R. Ramos: *Projecto da Plataforma para uma Turbina Eólica Offshore*. In 5^{as} *Jornadas Portuguesas de Engenharia Costeira e Portuária*, 2007.

[21] Carvalho, Edson Rodrigues: *Análise Dinâmica de Sistemas Solo-Fluido-Estrutura pelo Método de Elementos de Contorno*. Tese de Doutoramento, Faculdade de Engenharia Mecânica - Universidade Estadual de Campinas, 1995.

[22] Castro, Rui M.G.: *Introdução à Energia Eólica*. Instituto Superior Técnico, 4ª edição, Março 2009.

[23] CEN: *Eurocódigo 3 - Projecto de Estruturas de Aço - Parte 1-1: Regras Gerais e Regras para Edificios*, 2005.

[24] CEN: *Eurocode 3 - Design of Steel Structures - Part 3-1: Towers, Masts and Chimneys*, 2006.

[25] CEN: *Eurocode 3 - Design of Steel Structures - Part 1-6: Strength and Stability of Shell Structures*, 2007.

[26] CHASTRE RODRIGUES, Carlos Manuel (Rua Abel Salazar, Nº 20 818 Lisbon P 1600 PT); DA GUIA LÚCIO Válter José (Al. Mahatma Gandhi Nº 16 2º Esq 502 Lisbon P 1600 PT): *TRUSS TOWER*, October 2010.

[27] Cheng, Po Wen: *A Reliability Based Design Methodology for Extreme Responses of Offshore Wind Turbines*. Tese de Doutoramento, DUWIND - Technische Universiteit Delft, 2002.

[28] Cismaşiu, Corneliu: *Identificação das Frequências Próprias de uma Estrutura Utilizando a Transformada Finita De Fourier (FFT)*. Trabalho Prático - Dinâmica de Estruturas - FCT-UNL, 2009.

[29] Correia, Tiago Rodrigues Zica: *Problemas de Estruturas em Torres Eólicas*. Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2010.

[30] Costa, Mariana e Rita Esteves: *Clima de Agitação Marítima na Costa Oeste de Portugal Continental*. Relatório Técnico, Instituto Hidrográfico Português, 2008.

[31] Costa, Mariana, Raquel Silva e João Vitorino: *Contribuição Para o Estudo do Clima de Agitação Marítima na Costa Portuguesa*. Relatório Técnico, Instituto Hidrográfico Português, 2001.

[32] Costa, Paulo, Pedro Miranda e Ana Estanqueiro: *Development and Validation of the Portuguese Wind Atlas*. Proceedings of the European Wind Energy Conference, 2006.

[33] Cruz, João M.B.P. e António J.N.A. Sarmento: *Energia das Ondas - Introdução aos Aspectos Tecnológicos, Económicos e Ambientais*. Enclave, 2004.

[34] DNV: *RP-C205 - Environmental Conditions and Environmental Loads*, 2007.

[35] EEA: *Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential*. Relatório Técnico 6, European Environment Agency, 2009.

[36] Estanqueiro, Ana: *Associação de Turbinas em Parques Eólicos*. In *Conservação e Conversão de Energia - Engenharia dos Materiais (FCT-UNL)*, 2004.

[37] Estanqueiro, Ana: *Conceitos Genéricos - Energia Eólica*. In *Conservação e Conversão de Energia - Engenharia dos Materiais (FCT-UNL)*, 2004.

[38] Esteves, Rita, Mariana Costa, F. Sansana Silva e J.P. Pinto: *Caracterização de eventos extremos de agitação marítima em Portugal Continental*. 1ª Jornadas de Engenharia Hidrográfica, Junho 2010.

[39] Frank, Helmut P., Ole Rathmann, Niels G. Mortensen e Lars Landberg: *The NumericalWind Atlas - the KAMM/WAsP Method*. In *Risø-R-1252(EN)*, Junho 2001.

[40] Fulton, Gordon R., David J. Malcolm e Emil Moroz: *Design of a Semi-Submersible Platform for a 5MW Wind Turbine*. In *44th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 2006.

[41] Fulton, G.R., D.J. Malcolm, H. Elwany, W. Stewart, E. Moroz e H. Dempster: *Semi-Submersible Platform and Anchor Foundation Systems for Wind Turbine Support*. In *NREL/SR-500-40282*. Concept Marine Associates Inc., National Renewable Energy Laboratory, 2007.

[42] Guerreiro, Luís: *Acção sísmica - Engenharia Sísmica de Pontes*. Mestrado em Engenharia de Estruturas - Instituto Superior Técnico, 2011.

[43] GWEC: *Global Wind Report - Annual Market Update 2010*. Relatório Técnico, Global Wind energy Council, Abril 2011.

[44] Hau, Erich: *Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer, 2ª edição, 2006.

[45] Henderson, A. R.: *Design Methods for Offshore Wind Turbines at Exposed Sites (OWTES) - Hydrodynamic Loading on Offshore Wind Turbines*. Relatório Técnico, Delft University of Technology - Section Wind Energy, Março 2003.

[46] IEC: *61400-1: 2005 - Wind Turbines - Part 1: Design Requirements*, 2005.

[47] IEC: *61400-3: 2009 - Design Requirements for Offshore Wind Turbines*, 2009.

[48] Johannessen, Kenneth, Trond Stokka Meling e Sverre Hayer: *Joint Distribution for Wind and Waves in the Northern North Sea*. In *Proceedings of the Eleventh (2001) International Offshore and Polar Engineering Conference*. Statoil, 2001.

[49] Jonkman, B.J.: *TurbSim User's Guide: Version 1.50*, August 2009.

[50] Jonkman, J., S. Butterfield, W. Musial e G. Scott: *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Relatório Técnico, National Renewable Energy Laboratory, 2009.

[51] Jonkman, Jason: *Development of Fully Coupled Development Aeroelastic and Hydrodynamic Models for Floating Offshore Wind Turbinesfor Turbines*. IEA Annex XXIII OCIEA OC3 Meeting, 2005.

[52] Jonkman, Jason: *Overview of the HydroDynHydrodynamics Module*. In *Design Codes Workshop at NTNU -Trondheim*. National Renewable Energy Laboratory, September 2010.

[53] Jonkman, Jason e Jr. Marshall L. Buhl: *FAST User Guide*. Relatório Técnico, National Renewable Energy Laboratory, 2005.

[54] Jonkman, Jason, T. Larsen, A. Hansen, T. Nygaard, K. Maus, M. Karimirad, Z. Gao, T. Moan, I. Fylling, J. Nichols, M. Kohlmeier, J. Pascual Vergara, D. Merino, W. Shi e H. Park: *Offshore Code Comparison Collaboration within IEA Wind Task 23: Phase IV Results Regarding Floating Wind Turbine Modeling*. In *To be presented at European Wind Energy Conference (EWEC)*, número NREL/CP-500-47534. National Renewable Energy Laboratory, Abril 2010.

[55] Jonkman, J.M.: *Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine*. Relatório Técnico, National Renewable Energy Laboratory, November 2007.

[56] Kelley, N.D. e B.J. Jonkman: *Overview of the TurbSim Stochastic Inflow Turbulence Simulator: Version 1.21*, February 2007.

[57] Kooijman, H. J. T., C. Lindenburg, D. Winkelaar e E.L. van der Hooft: *DOWEC 6 MW Pre-Design: Aero-elastic modeling of the DOWEC 6 MW pre-design in PHATAS*. Relatório Técnico, Energy Research Center of the Netherlands, Setembro 2003.

[58] Laino, David J. e A. Craig Hansen: *Aerodyn User's Guide*. National Reneable Energy Laboratory, 2002.

[59] Lee, Kwang Hyun: *Responses of Floating Wind Turbines to Wind and Wave Excitation*. Tese de Mestrado, Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2005.

[60] Linde, Børge: *Motion of Floating Wind Turbines*. Tese de Mestrado, Department of Marine Technology - Norwegian University of Science and Technology, 2010.

[61] Lopes, Alexandre Morais: *Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal*. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.

[62] Lopes, Miguel Filipe Pinho: *Experimental Development of Offshore Wave Energy Converters*. Tese de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, 2010.

[63] Maciel, João Gonçalo: *The WindFloat Project*. EDP - Inovação, Maio 2010.

[64] Manwell, J. F., J. G. McGowan e A. L. Rogers: *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley, 2ª edição, 2009.

[65] Marino, Enzo: *An Integrated Nonlinear Wind-Waves Model for Offshore Wind Turbines*. Tese de Doutoramento, Faculty of Engineering University of Florence, 2010.

[66] Matha, D. e J. Jonkman: *A Quantitative Comparison of the Responses of Three Floating Platforms*. In *NREL/CP-500-4672*. National Renewable Energy Laboratory and Universitat Stuttgart, 2010.

[67] Matha, Denis: *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts*. Tese de Mestrado, University of Colorado - Boulder, 2009.

[68] MEI-DGEG: *Energias Renováveis em Portugal*. Ministério da Economia e da Inovação - Direcção Geral de Energia e Geologia, Outubro 2007.

[69] Moler, Cleve: *Numerical Computing with MATLAB*, capítulo 8. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2004.

[70] Montgomery, Douglas C. e George C. Runger: *Applied Statistics and Probability for Engineers*, capítulo 5 - Joint Probability Distributions. John Wiley & Sons, Inc., 3ª edição, 2003.

[71] Moriarty, Patrick J. e A. Craig Hansen: *AeroDyn Theory Manual*. Relatório Técnico NREL/EL-500-36881, National Renewable Energy Laboratory, December 2005.

[72] Musial, W., S. Butterfield e A. Boone: *Feasibility of Floating Platform Systems for Wind Turbines*. In *NREL/CP-500-38776*. National Renewable Energy Laboratory, November 2003.

[73] Musial, Walter e Bonnie Ram: *Large-scale Offshore Wind Power In The United States: Assessment of Opportunities and Barriers*. In *NREL/TP-500-40745*. National Renewable Energy Laboratory, September 2010.

[74] Neumann, Frank: *Módulo III - Especificidade Técnica dos Projectos*. In *Formação dos Dirigentes e Quadros Superiores da Administração Pública para as Energias Renováveis Oceânicas*. Wave Energy Centre - Centro de Energia de Ondas, Fevereiro 2011.

[75] Oetiker, Tobias, Hubert Partl, Irene Hyna e Elisabeth Schlegl: *The Not So Short Introduction to LATEX*, Dezembro 2010.

[76] Quarton, David: *An International Design Standard for Offshore Wind Turbines: IEC 61400-3*. Garrad Hassan and Partners Ltd, 2007.

[77] Roddier, Dominique, Christian Cermelli e Alla Weinstein: *Windfloat: A Floating Foundation for Offshore Wind Turbines - Part I: Design Basis and Qualification Process*. In *Proceedings of the ASME 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, 2009.

[78] Ronold, Knut O.: *Statistical Analysis of Simultaneous Wave and Wind Climate Data*. DK-2900 Hellerup, 2001.

[79] Ronold, Knut O.: *On the Modelling of Severe Joint Wave and Wind Climates*. RECOFF doc. 029 - apresentado na WG3, 2002.

[80] Saigal, Rakesh K., Dan Dolan, Armen Der Kiureghian, Tim Camp e Charles E. Smith: *Comparison of Design Guidelines for Offshore Wind Energy Systems*. In *Offshore Technology Conference*, 2007.

[81] Soares, Paulo: *Notas de apoio às aulas teóricas - Probabilidades e Estatística*. Instituto Superior Técnico, Setembro 2010.

[82] Tarp-Johansen, Niels Jacob: *Presentation of the DLC table proposed for the IEC 61400-3 satandard*. Wind Energy Department - Risø National Research Centre, 2010.

[83] Taylor, Robert e Jim Forrest: *Pile Driven Plate Anchors for Fleet Moorings*. Relatório Técnico, Naval Civil Engineering Laboratory, 1992.

[84] Tempel, Jan Van Der: *Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines*. Tese de Doutoramento, DUWIND - Delft University Wind Energy Research Institute, 2006.

[85] Tesouro, Natanael Filipe: *Aspectos Estruturais no Comportamento de Estruturas Offshore*. Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2010.

[86] Trovão, João, Fernando Ferreira, Ladeira Francisco e Joaquim Carvalho: *Efeitos da Frequência de Comutação de um Inversor PWM no Binário de um Motor de Indução Trifásico*. Actas da Conferência Científica e Tecnológica em Engenharia no Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2002.

[87] Veldkamp, Herman Frederik: *Chances inWind Energy - A Probabilistic Approach to Wind Turbine Fatigue Design*. Tese de Doutoramento, DUWIND - Delft University Wind Energy Research Institute, 2006.

[88] Ventura, Manuel Filipe: *Projecto de Navios - Regras e Regulamentos*. In *Secção Autonoma de Energia Naval - Instituto Superior Técnico*, volume II, 2004.

[89] Wallrapp, Oskar: *Introduction to Flexible Multibody Dynamics*. Munich University of Applied Sciences - Hochschule München, 2006.

[90] Wanga, C.M., T. Utsunomiyab, S.C. Weec e Y.S. Chooc: *Research on Floating Wind Turbines: a Literature Survey*. The IES Journal Part A: Civil & Structural Engineering, 3(4):11, Novembro 2010.

[91] Wayman, E.N., P.D. Sclavounos, S. Butterfield, J. Jonkman e W. Musial: *Coupled Dynamic Modeling of Floating Wind Turbine Systems*. In *NREL/CP-500-39481*. Massachusetts Institute of Technology and National Renewable Energy Laboratory, March 2006.

[92] Wilson, James F.: *Dynamics of Offshore Structures*. John Wiley & Sons, Inc., 2003.

[93] Withee, Jon E.: *Fully Coupled Dynamic Analysis of a Floating Wind Turbine System*. Tese de Doutoramento, Massachusetts Institute of Technology, 2002.